

**Trabajo Final de Carrera**

*“Aplicación de algunos modelos de series temporales al mercado de la electricidad en España”*

**Jacqueline Ojeda Galdeano**



**Ingeniería de Organización Industrial (2º ciclo)**

Director: Joan Antoni Castejón

Vic, marzo de 2015





# ÍNDICE DE CONTENIDO

<b>1.</b>	<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>1</b>
1.1.	¿QUÉ ES EL OMEL?	1
1.2.	¿QUÉ ES REE?	2
1.3.	MARCO MERCADO ELÉCTRICO ACTUAL EN ESPAÑA	3
1.4.	RELACIÓN DEMANDA ELÉCTRICA Y SERIES TEMPORALES.	7
1.5.	FACTORES QUE AFECTAN A LA DEMANDA.	8
1.5.1.	$\Delta$ Demanda corregidos por laboralidad, temp., factor de la a. económ.	10
1.5.2.	Demandas en boletines oficiales	12
1.6.	FACTORES QUE AFECTAN A LA PREVISIÓN DE LA DEMANDA A MUY LARGO PLAZO	16
<b>2.</b>	<b>OBJETIVOS Y METODOLOGÍA</b>	<b>18</b>
2.1.	OBJETIVOS	18
2.2.	METODOLOGÍA: MODELOS DE PRONÓSTICO	20
2.2.1.	Cualitativos o mixtos.	20
2.2.2.	Enfoques cuantitativos.	20
<b>3.</b>	<b>DEMANDA ELÉCTRICA.</b>	<b>24</b>
3.1.	DEFINICIÓN DE DEMANDA ELÉCTRICA. RELACIÓN POT. Y E.	24
3.2.	DEMANDA B.C Y DEMANDA BRUTA	25
3.3.	TIPOS DE DEMANDA.	26
3.4.	HISTÓRICO DE DATOS	28
3.5.	ESTACIONALIDAD, VARIACIONES CÍCLICAS Y TENDENCIA.	29
3.5.1.	Estacionalidad.	29
3.5.2.	Variaciones cíclicas	31
3.5.3.	Variaciones residuales o erráticas.	31
3.5.4.	Tendencia	31

3.6.	MÉTODOS DE ANÁLISIS DE LA TENDENCIA.	31
3.6.1.	Análisis de la tendencia por Mínimos Cuadrados.	31
3.6.2.	Análisis de la tendencia por Medias Móviles.	43
3.7.	PROYECCIÓN TENIENDO EN CUENTA LA ESTAC. Y DESESTAC. ANÁLISIS CLÁSICO.	47
3.7.1.	Proyección teniendo en cuenta la estacionalidad.	47
3.7.2.	Desestacionalización.	48
3.8.	ANÁLISIS MODERNO. PRINCIPALES MÉTODOS DE PREDICCIÓN Y ANÁLISIS	50
3.8.1.	Modelos ingenuos o “naive”.	51
3.8.2.	Modelos de medias móviles	52
3.8.3.	Modelos de suavizado	53
3.9.	CARACTERÍSTICAS DE LA DEMANDA HISTÓRICA DE ELECTRIC. EN ESPAÑA.	58
3.10.	MODELO DE HOLT-WINTERS CON SUAVIZADO EXPONENCIAL EN SERIES CON ESTAC.	63
3.11.	APLICACIÓN DE LOS MODELOS AL CASO DE ESTUDIO.	66
3.11.1.	Datos mensuales de demanda. Modelo Holt-Winters.	66
3.11.2.	Datos trimestrales de demanda. Modelo Holt-Winters.	91
3.11.3.	Datos trimestrales de Demanda corregidos. Modelo H-W.	104
<b>4.</b>	<b>RESULTADOS</b>	<b>109</b>
<b>5.</b>	<b>PRECIO Y DEMANDA.</b>	<b>114</b>
5.1.	MERCADO DIARIO E INTRADIARIO.	114
5.2.	PRECIO FINAL	114
5.3.	FACTORES QUE INTERVIENEN PARA QUE EL PRECIO DE LA LUZ SEA MÁS BARATO	115
5.4.	NUEVAS FACTURAS DE LA LUZ. INFLUENCIA DE LA DEMANDA EN LA FACTURACIÓN.	116

<b>6.</b>	<b>GESTIÓN DE LA DEMANDA.</b>	<b>119</b>
6.1.	¿QUÉ ES LA GESTIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA?	119
<b>7.</b>	<b>CONCLUSIONES</b>	<b>122</b>
<b>8.</b>	<b>GLOSARIO DE TÉRMINOS</b>	<b>127</b>
	<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>129</b>
	<b>ANEXOS</b>	<b>132</b>

## **Resumen del Trabajo Final de Carrera Ingeniería de Organización Industrial (2ºCiclo)**

**Título:** “Aplicación de algunos modelos de series temporales al mercado de la electricidad en España”

**Palabras clave:** Demanda eléctrica, modelos de series temporales, tendencia, estacionalidad, proyección, precio

**Autor:** M<sup>a</sup> Jacqueline Ojeda Galdeano

**Dirección:** Joan Antoni Castejón

**Data:** marzo de 2015

### **Resumen**

Hoy día, todo el mundo tiene un ojo puesto en el Mercado Eléctrico en nuestro país. No existe duda alguna sobre la importancia que tiene el comportamiento de la demanda eléctrica. Una de las peculiaridades de la electricidad que producimos, es que hoy por hoy, no existen aún métodos lo suficientemente efectivos para almacenarla, al menos en grandes cantidades. Por consiguiente, la cantidad demandada y la ofertada/producida deben casar de manera casi perfecta. Debido a estas razones, es bastante interesante tratar de predecir el comportamiento futuro de la demanda, estudiando una posible tendencia y/o estacionalidad.

Profundizando más en los datos históricos de las demandas; es relativamente sencillo descubrir la gran influencia que la temperatura ambiente, laboralidad o la actividad económica tienen sobre la respuesta de la demanda. Una vez teniendo todo esto claro, podemos decidir cuál es el mejor método para aplicarlo en este tipo de series temporales. Para este fin, los métodos de análisis más comunes han sido presentados y explicados, poniendo de relieve sus principales características, así como sus aplicaciones. Los métodos en los que se ha centrado este proyecto son en los modelos de alisado y medias móviles.

Por último, se ha buscado una relación entre la demanda eléctrica peninsular y el precio final que pagamos por la luz.

**Abstract of this Final Thesis  
Engineer in Industrial Organization (2º cycle)**

**Title:** “Application of some methods for time series to the Spanish Electricity Market”

**Key words:** Electric demand, time series analysis, trend, seasonality, forecast, price

**Author:** M<sup>a</sup> Jacqueline Ojeda Galdeano

**Tutor:** Joan Antoni Castejón

**Date:** March, 2015

**Abstract**

Nowadays, everybody in our country keep an eye on the Electricity Market. There is no doubt about the importance of the behaviour of the demand for electrical energy. The electricity has a peculiarity: we don't have yet enough effective media to store any big amount of it; therefore quantity demanded and offered/produced should match almost perfectly. Because of these reasons, it is really interesting to try to forecast the future behaviour of the electric demand, studying a possible trend and/or seasonality.

Going deeper into the historical data of the demands; it's easy to discover the big influence of the ambient temperature, number of working days or the state of the economy provoke into the demand's reply. Once it is clear, we can decide which one is the best method to apply for this kind of time series. To this end, most common methods of analysis have been explained and presented, showing their main characteristics as well as their applications. The methods which are part of the scope of this dissertation are based on exponential smoothing and moving-averages.

Finally, a relationship between quantity of the demand for electrical energy in the Iberian Peninsula and final amount of money paid has been found.



## 1. INTRODUCCIÓN

Entre las aplicaciones principales que tiene el estudio modelos de series temporales en el mercado eléctrico español; destaca el estudio del comportamiento que tiene la demanda del consumo energético a lo largo del tiempo. Los datos históricos y actuales de los datos de demanda de energía en el mercado ibérico (España y Portugal), los encontramos en las páginas web del OMEL (Operador del Mercado Eléctrico) y de REE.

### 1.1. ¿QUÉ ES EL OMEL?

OMEL Mercados Agencia de Valores S.A.U nace en 2008 y consigue la condición de Agencia de Valores en 2009 de mano de la Comisión Nacional del Mercado de Valores.

El OMEL es la entidad que realiza el proceso de casación entre la oferta y la demanda eléctrica; partiendo de la oferta más barata, se casa ésta hasta igualarla con la demanda, obteniendo así el precio del kWh.

Entre las funciones del OMEL se encuentra la de la organización y gestión de las subastas CESUR (Contratos de Energía para el suministro del Último Recurso). Hasta ahora, en estas subastas que tenían lugar una vez al trimestre, los grandes operadores del mercado eléctrico establecían mediante subasta el precio mayorista de la electricidad. En función del precio obtenido en estas subastas, así era el precio de la electricidad para la mayor parte de los consumidores durante los tres meses que seguían. Hay que aclarar, que a esta Tarifa del Último Recurso (TUR) es a la que nos acogemos la mayoría de los consumidores y PYMES. Como veremos en el siguiente apartado, la tarifa TUR ha pasado a llamarse tarifa PVC (precio voluntario al consumidor) y la periodicidad de las subastas también ha cambiado.

## 1.2. ¿QUÉ ES REE?

Las siglas REE corresponden a Red Eléctrica de España. Se trata del transportista único y operador del sistema eléctrico español. Éste tiene entre sus cometidos, el de garantizar la seguridad y continuidad del suministro eléctrico; conocer la demanda es fundamental para proporcionar estos servicios. En su página web podemos consultar la demanda y la producción peninsular de energía a tiempo real; así como, la balear y la canaria. Los datos que se presentan sobre demanda instantánea, y que se actualizan cada 10 minutos, se presentan en este caso en unidades de potencia (MW); también encontramos datos de demandas históricas. REE se encarga también de realizar sus propias previsiones de demanda para asegurar la continuidad y correcto funcionamiento del suministro.

Red Eléctrica, proporciona además, información sobre las distintas tecnologías de producción o componentes de generación necesarios para cubrir las expectativas de demanda. De igual forma, podemos encontrar datos de las emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas al parque de generación peninsular, y desglosados para cada una de las tecnologías.

En el caso en el que REE advierta que se producen discrepancias entre la producción programada y la demanda real en cada instante; envía inmediatamente una orden a las centrales eléctricas para que ajusten su producción, bien aumentando o disminuyendo la producción.



### 1.3. MARCO MERCADO ELÉCTRICO ACTUAL EN ESPAÑA

Desde 2011 la CNE (Comisión Nacional de Energía) viene investigando posibles irregularidades y pactos entre las distintas compañías eléctricas en nuestro país para fijar precios alza, que resultó hace un año en la apertura de un expediente informativo interno. No hay que olvidar que estamos ante una situación de oligopolio de la oferta.

Hay tres grandes compañías que controlaron aproximadamente el 70% del mercado eléctrico español. Siendo estos 3 mayores grupos comercializadores: Iberdrola, Endesa y Gas Natural-Fenosa. Siendo el porcentaje de control sobre el mercado aún mayor, si hablamos de las 5 grandes, incluyendo a EDP y E.ON.

La espectacular subida de la luz de enero de 2014 ocasionada por la subasta del CESUR; que supone para el consumidor un 11,5% más respecto al precio anterior, desencadenó una intervención del Gobierno. Aproximadamente el 40% de los que se paga en la factura corresponde al precio que se determina en esta subasta y el resto correspondería a los costes regulados.

Las medidas del Gobierno al respecto se traducen en 3 nuevas formas a las que acogerse para el cálculo de la factura, a aplicar finalmente antes del 1 de julio de 2014, aunque inicialmente planeada para abril:

- **Contrato bilateral.** Acuerdo entre el consumidor doméstico o pequeña empresa y una empresa comercializadora que determina el precio a pagar.
- **Contrato estándar.** El consumidor paga una tarifa fija para un periodo establecido que suele ser de un año.

- **A precio de mercado.** Pagar estrictamente la energía consumida al precio que en ese momento tiene en el mercado. Existiendo dos variables: la facturación por horas, para hogares que cuenten con un contador inteligente; o facturación bimensual, para los que no posean uno de ellos.

Debemos de tener en cuenta que esta nueva forma de tarificación afecta sólo a la parte variable del precio de la luz. El resto que componen la parte fija (subvenciones, déficit de tarifa, transporte etc.), la fija directamente el Gobierno y puede variar a lo largo del año.

La idea, al menos en teoría; es que al desaparecer la subasta trimestral, el coste de intermediación se elimine. Al desaparecer uno de los costes implicados, se supone que acabaremos pagando menos en la factura final.

Como se ha dicho antes, lo expuesto en el párrafo anterior es sólo la teoría. Desde Octubre de 2014; con el nuevo sistema de tarificación en vigor, la CNMC investiga de nuevo al oligopolio por presunta manipulación del precio de la luz. Esta sospecha tiene su origen en el espectacular precio que la luz alcanzó de media a principios de septiembre, llegando a 70 euros MW/h frente a los 50 euros MW/h de Agosto. Se investiga si algunos generadores eléctricos aprovecharon que el viento sopló menos, para compensar el menor aporte de la eólica, con energía procedente de carbón y gas, las más caras. Normalmente la caída de aporte eólico, se habría de compensar con una mayor cantidad de aporte de energía hidráulica, procediendo a la liberación de agua.

En resumen, el proceso se ha encarecido para el consumidor final un 78% en la última década.

En un intento del Gobierno por solventar los problemas expuestos, entre otros muchos, nace el 26 de diciembre de 2014 la ley 24/2013 que sustituye a la antigua ley 54/1997. Esta ley persigue como objetivo principal acabar con el déficit actual tarifario, ya que se suceden periodos de grandes desequilibrios entre ingresos y costes del sistema eléctrico. La ley busca aportar estabilidad, argumentando que es factible, si tomamos como modelo una empresa bien gestionada. También se establece que la energía eléctrica procedente de renovables, tendrá prioridad de despacho y de acceso a la red. La tarifa de Precio Voluntario para Pequeño Consumidor (PVPC), tendrá una variedad especial a coste reducido para consumidores vulnerables. Los consumidores con pequeñas instalaciones de autoconsumo deberán, según esta ley, registrarse en y deberán contribuir a la financiación de los costes y servicios del sistema, al igual que el resto de consumidores.

Todo parece indicar que estamos irreversiblemente en manos de estas empresas, pero ya algunos países como Alemania han iniciado una nueva tendencia global a recuperar el control sobre el agua y la electricidad. El proceso recibe el nombre de remunicipalización. El país germano, decidió recuperar el control sobre el agua y la electricidad, por promesas incumplidas y espectaculares subidas. Las empresas privadas no cumplieron la inversión en infraestructuras que prometieron y los precios se encarecieron un 30% en menos de 5 años. Se convocaron referéndums en varias ciudades, en Berlín no se consiguió la mayoría necesaria para la remunicipalización eléctrica, pero sí de agua. En otras ciudades como Hamburgo, se ha recuperado el control sobre ambos servicios. Hasta ahora los resultados obtenidos son muy buenos. El planteamiento alemán fue darse cuenta de que cualquier empresa privada lógicamente tiene como principal objetivo ganar el máximo dinero posible; así como el lucro de sus accionistas.

Aunque la teórica liberación del mercado eléctrico español es muy reciente, parece claro por los resultados obtenidos; que no es suficiente y que el siguiente paso o la remunicipalización eléctrica, debían ser planteadas.

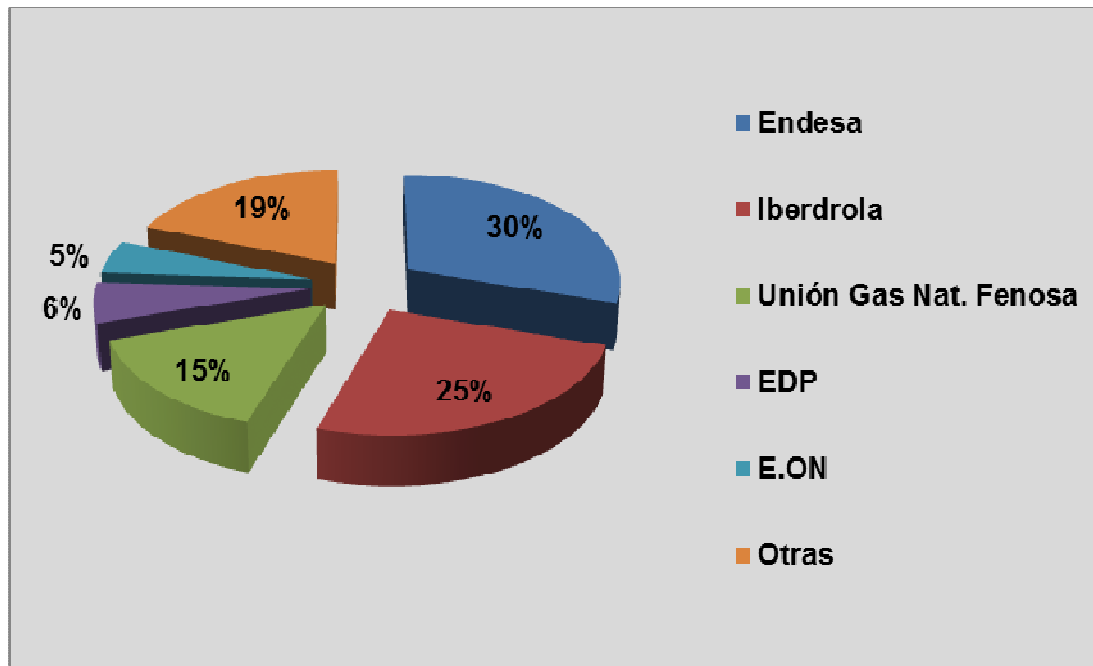


Gráfico 1.3.1 Producción de electricidad por empresas (2012). Fuente: CNMC y elaboración propia.

#### **1.4. RELACIÓN DEMANDA ELÉCTRICA Y SERIES TEMPORALES. LA IMPORTANCIA DE LAS PREDICCIONES DE DEMANDA ELÉCTRICA.**

Una serie temporal no deja de ser una sucesión de observaciones cuantitativas de un fenómeno ordenadas en el tiempo. Si disponemos de un número suficiente de datos históricos ordenados en el tiempo, y se comprueba que no se trata de una serie aleatoria (proceso estocástico); sino que sigue un patrón de comportamiento, entonces podemos hacer una predicción o proyección de un valor futuro para esa serie. Estas condiciones se ha comprobado que existen y se dan en demandas de por ejemplo; minerales como el oro o el cobre, combustibles como el petróleo y el consumo eléctrico.

En el caso concreto de la demanda eléctrica en España, se dan unas condiciones muy especiales que hacen que la demanda y la oferta deban casar perfectamente.

Se da el inconveniente, aunque se está trabajando en soluciones en este sentido, de que la energía no se puede almacenar, al menos en grandes cantidades; con lo cual lo que se produce debe ajustarse a la cantidad demandada en cada momento. Esto quiere decir que la generación tiene que ser básicamente en cada instante igual a la demanda (incluyendo las pérdidas que se dan en el sistema).

Como vemos, no sólo nos preocupa a los consumidores poder predecir el comportamiento de la demanda de electricidad dada su relación con el precio que pagamos por ésta; sino que es de gran interés para las compañías eléctricas que han de predecir con anterioridad, y de una forma bastante fiable, la cantidad a producir en cada momento. No es de extrañar que la propia REE encargue a menudo numerosos estudios sobre este tema; algunos de ellos usando predicciones mediante el estudio de modelos de series temporales.

## 1.5. FACTORES QUE AFECTAN A LA DEMANDA.

Entre los principales factores están la temperatura, la laboralidad, factores económicos etc.

- **Temperatura y estación del año.** Es un dato previsible, como veremos al analizar las demandas, que en las estaciones de invierno y verano el consumo es mucho mayor que en otoño y primavera. Esto es debido, entre otros, al uso de la climatización eléctrica (calefacción y aire acondicionado) para compensar temperaturas extremas. Temperaturas por debajo de 20 °C en invierno y por encima de 23°C en verano, produce aumento de la demanda.
- **Laboralidad o efecto calendario.** Es un hecho que la actividad laboral se refleja en el consumo de electricidad.

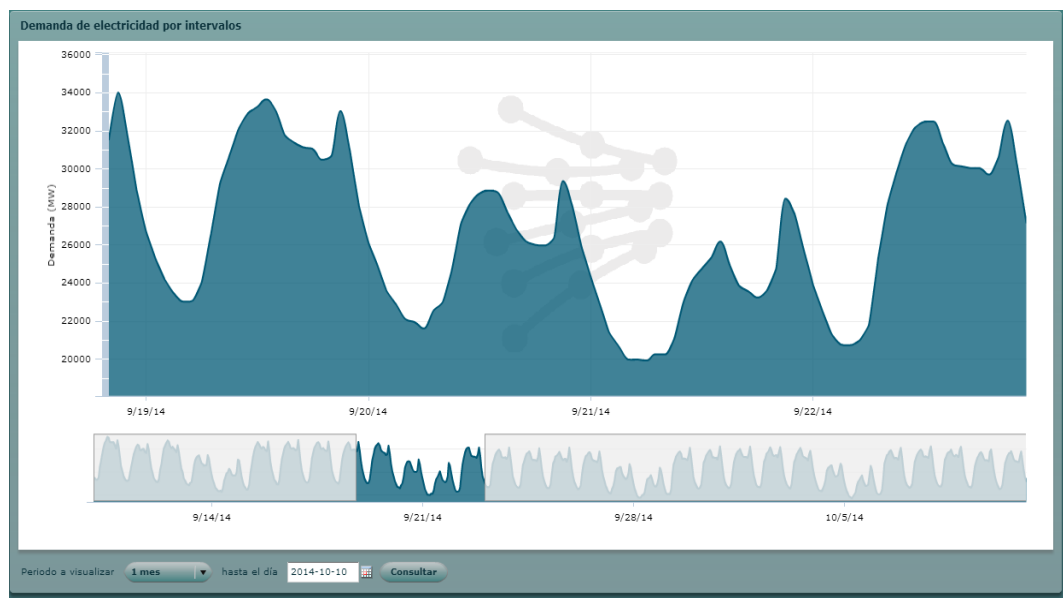


Figura 1.5.1 Demanda eléctrica real (Fin de semana: 20-21 Sept, 2014). Fuente: REE.

En esta figura anterior se observa la bajada de demanda eléctrica el fin de semana del 20-21 de Septiembre (2014).

La influencia de la laboralidad en la demanda, es tan clara que muchos autores apuntan a que es un buen método de estimación del seguimiento de una huelga; siendo probablemente la fuente más objetiva de datos. Una forma correcta de proceder sería comparar los datos de demanda estimada con los de demanda real durante la huelga, disponibles ambos en la web de REE. Por supuesto, las reducciones de demanda también son aplicables a los días festivos y periodos de puente o vacaciones.

Si analizamos la demanda por horas, veremos un mayor consumo en las horas laborables que en las horas no laborables o por la noche. La demanda se concentra, sobre todo, entre las 9 de la mañana y las 5 de la tarde.

Aunque en los días de descanso se produce un descenso global por la influencia de las empresas, hay que aclarar que si diferenciamos por sectores, que el consumo de los hogares aumenta precisamente en los fines de semana y festivos.

- **Actividad económica.** De hecho, en los gráficos de  $\Delta$  de demanda y PIB, queda patente la analogía entre el crecimiento/decrecimiento de ambas variables. Hay que explicar que aunque la evolución del consumo eléctrico no se corresponde exactamente con la evolución de la actividad económica del País; sí que es un buen indicador de ésta.

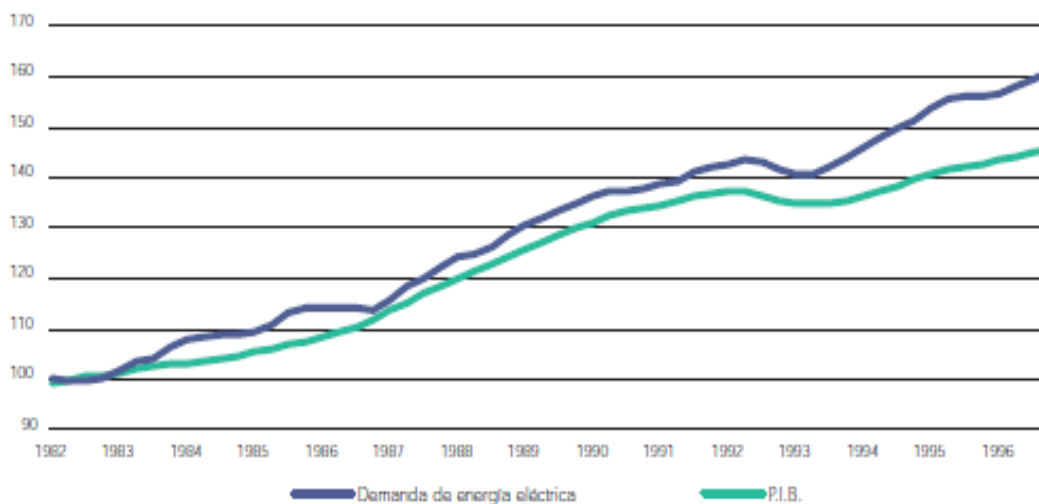


Gráfico 1.5.1 Evolución de la demanda y el PIB (82-97). Fuente: REE

- **Otros factores.** Como eventos deportivos multitudinarios, cierre de instalaciones industriales etc.

#### 1.5.1. $\Delta$ Demanda corregidos por laboralidad, temperatura. Factor de la actividad económica.

En la web de la REE podemos encontrar los datos de incremento/decremento de las demandas desglosado este  $\Delta$  por los efectos de laboralidad, temperatura y actividad económica. Pero, ¿qué significan dichas correcciones y qué sentido tienen?

- **Corrección por laboralidad.** Se corrige la influencia del calendario laboral. Sin esta corrección no sería posible, por ejemplo, comparar meses que contienen muchos días festivos (semana santa, navidad etc.); con meses “usuales”.



- **Corrección por temperatura.** Se corrige el efecto que la temperatura ejerce sobre la demanda eléctrica. Cuando la temperatura media desciende por debajo de 20°C en invierno y sube de 23°C en verano; se produce un aumento de la demanda debido al uso de los aparatos de climatización.
- **Corrección por actividad económica.** El consumo industrial de electricidad y la actividad económica de un país están muy relacionados. El IRE (índice de red eléctrica), es frecuentemente utilizado como indicador económico; ya que facilita la evolución mensual del consumo de electricidad de grandes empresas con contrataciones superiores a 450 kW. Este tipo de empresas representan aproximadamente el 40% del total del consumo eléctrico peninsular. Gracias a la evolución del IRE sabemos que en 2012 se produjo un descenso del 4,5% del consumo eléctrico de los grandes consumidores; mientras que el descenso general de la demanda fue de sólo un 2,6% respecto del año anterior. Como noticia medianamente alentadora, recién conocido el balance de 2014, el consumo eléctrico de las grandes empresas españolas, ha aumentado un 3,2% respecto a 2013.

En cuanto a si resulta más interesante estudiar los datos de demanda sin corregir o corregidos, ambos casos resultan interesantes y se puede hacer una comparativa.

Por otro lado, decir que la  $\Delta$  de la demanda se haya corregida por laboralidad y temperatura, es equivalente a decir que se han restado estos incrementos parciales del  $\Delta$  bruto y por tanto, sólo se tiene en cuenta la parte de variación equivalente a actividad económica y otros. (Ver figura 1.5.3).

### 1.5.2. Demandas en boletines oficiales

Después de terminar cada año, REE publica un informe completo del sistema eléctrico español. Dentro de estos informes encontramos los datos de la demanda eléctrica del año correspondiente y desglosada ésta por meses. Lo primero es comprobar si los datos que encontramos dentro de los boletines están ya corregidos por laboralidad y temperatura o no. Hagamos pues, una comprobación sencilla con la variación de demanda corregida y sin corregir entre el año 2008 y el anterior 2007.

#### Distribución mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c.

	2006		2007		2008	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Enero	23.459	9,2	24.159	9,2	24.433	9,2
Febrero	21.262	8,3	21.183	8,1	22.547	8,5
Marzo	21.975	8,6	22.566	8,6	22.312	8,4
Abril	18.687	7,3	20.261	7,7	21.496	8,1
Mayo	20.380	8,0	20.864	7,9	20.951	7,9
Junio	20.850	8,2	21.080	8,0	21.081	7,9
Julio	23.038	9,0	22.852	8,7	23.240	8,8
Agosto	20.603	8,1	21.112	8,0	21.730	8,2
Septiembre	20.839	8,2	20.899	8,0	21.082	7,9
Octubre	20.448	8,0	21.214	8,1	21.124	8,0
Noviembre	20.584	8,1	22.512	8,6	22.047	8,3
Diciembre	22.896	9,0	23.734	9,0	23.164	8,7
<b>Total</b>	<b>255.022</b>	<b>100,0</b>	<b>262.436</b>	<b>100,0</b>	<b>265.206</b>	<b>100,0</b>

Figura 1.5.2 El sistema eléctrico español. Fuente: REE.

Ahora calculo la variación de la demanda entre 2008 y 2007 para cada mes.

Ejemplo: Enero 2008-2007

$$\Delta Demanda_{2008-2007}(\%) = \frac{(24433 - 24159) * 100}{24159} = 1,134$$

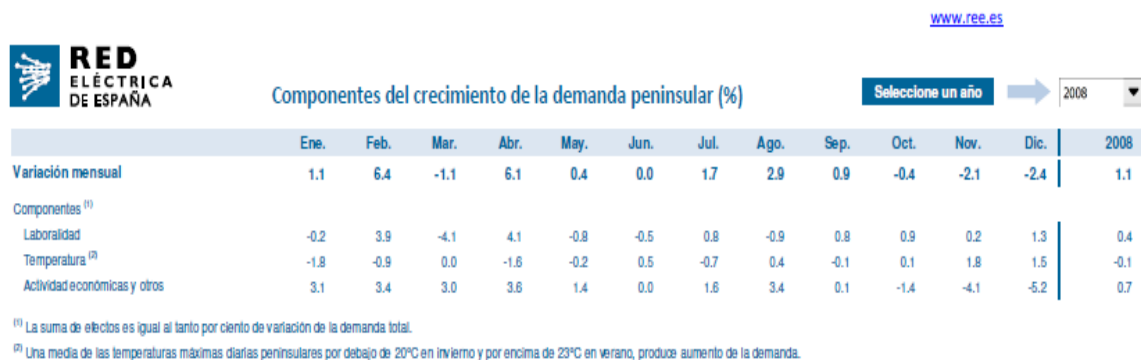
(Ec.1.5.1)

Hago el mismo cálculo en una tabla de Excel para cada mes y el total del año, obteniendo lo siguiente:

Demanda (GWh) según informes "Sistema eléctrico español de la REE"		Δ Demanda 2008-2007 (De Enero a Dic.)
AÑO 2007 (De Enero a Dic.)	AÑO 2008 (De Enero a Dic)	
24159	24433	1.134
21183	22547	6.439
22566	22312	-1.126
20261	21496	6.095
20864	20951	0.417
21080	21081	0.005
22852	23240	1.698
21112	21730	2.927
20899	21082	0.876
21214	21124	-0.424
22512	22047	-2.066
23734	23164	-2.402
<b>262436</b>	<b>265206</b>	<b>1.055</b>

Tabla 1.5.1 Variación demanda eléctrica 2008 respecto a 2007. Fuente: REE. Elaboración propia.

Ahora comparo con los datos que tiene REE de las variaciones corregidas y sin corregir para ese año 2008.



**Figura 1.5.3 Variación demanda por componentes (2008). Fuente: REE.**

Como se comprueba, la variación de los datos de los informes anuales oficiales corresponde a la variación teniendo en cuenta todos los componentes (laboralidad, temperatura y actividad económica). No se encuentran por tanto, los datos corregidos aún por laboralidad y temperatura.

A día de cierre del presente proyecto no se han publicado aún el boletín oficial del mes febrero, sin embargo ya se conocen los datos de demanda, gracias a que normalmente en los últimos 2-3 días del mes, se adelanta con gran exactitud el dato de la demanda de ese mes a través de la sala de prensa de REE. Por ejemplo, se comparan aquí abajo el dato de la demanda de Noviembre anunciado mediante la sala de prensa y el valor real del boletín de Noviembre de 2014, publicado a principios de 2015, antes del cierre de este trabajo.

## Sala de prensa

28.11.2014

### La demanda de energía eléctrica desciende un 0,9% en noviembre

La demanda peninsular de energía eléctrica en el mes de noviembre, una vez tenidos en cuenta los efectos del calendario y las temperaturas, ha descendido un 0,9% con respecto al mismo mes del año anterior. La demanda bruta ha sido de **19.799 GWh**, un 3,2% inferior a la de noviembre del 2013.

#### 2.1 Balance de energía eléctrica del sistema peninsular<sup>(1)</sup>

	Potencia <sup>(2)</sup> MW	Noviembre 2014 GWh	% 14/13
Hidráulica	17.786	2.259	-11,6
Nuclear	7.866	4.572	7,4
Carbón	10.972	3.356	24,8
Fuel + gas	520	0	-
Ciclo combinado <sup>(3)</sup>	25.353	1.955	-7,0
Consumos generación <sup>(4)</sup>		-532	14,2
Resto hidráulica <sup>(5)</sup>	2.105	524	0,2
Eólica	22.845	5.124	-20,3
Solar fotovoltaica	4.428	394	19,6
Solar térmica	2.300	116	-41,5
Térmica renovable	1.010	373	-9,8
Cogeneración y resto	7.075	2.073	-20,7
Generación neta		20.214	-7,3
Consumo en bombeo		-536	53,8
Enlace Península Baleares <sup>(6)</sup>		80	7,3
Saldos intercambios internacionales <sup>(7)</sup>		188	-121,0
<b>Demanda transporte (b.c.)</b>	<b>102.250</b>	<b>19.786</b>	<b>-3,4</b>

Figura 1.5.4 Demanda noviembre 2014 sala prensa vs boletín oficial. Fuente: REE.

La variación entre el dato adelantado por sala de prensa 19.799GWh (izquierda) y el dato oficial del boletín 19.786 GWh (derecha) son prácticamente el mismo siendo el error  $\approx 0,06\%$ .

Al tener la certeza de que los datos para enero 2015 son totalmente fiables, podemos por tanto, emplearlos. Otro dato importante, es que se ha comprobado que cuando se habla en el recorte anterior de demanda bruta, se está hablando de la demanda sin incluir aún ninguna corrección por laboralidad o temperatura, al igual que en los boletines oficiales.

## 1.6. FACTORES QUE AFECTAN A LA PREVISIÓN DE LA DEMANDA A MUY LARGO PLAZO

Como ya se explicará más adelante, las predicciones de demanda eléctrica a largo plazo no son en absoluto fiables; pues a los factores normales que influyen en la demanda, hay que sumar otros factores menos predecibles aún.

A continuación, se citan algunos de estos factores que pueden influir a largo plazo:

- **Crecimiento de la población.** A mayor nº de habitantes, mayor demanda eléctrica.
- **Futura carga industrial del país.** Los países muy industrializados, tienen lógicamente mayores necesidades de consumo.
- **Futuras crisis económicas o periodos de bonanza.** La actual crisis en España, ha obligado a muchos consumidores a reducir al mínimo el consumo eléctrico en los hogares.
- **Cambios bruscos climatológicos.** Sucesión de inviernos muy fríos y/o veranos muy calurosos.
- **Aparición de nuevas tecnologías.** Por ejemplo, la aparición de las bombillas y electrodomésticos de bajo consumo, permiten actualmente cierto ahorro. Posible introducción generalizada en el mercado español del coche eléctrico etc.
- **Segmentación de la demanda.** La demanda residencial experimentó una espectacular subida imprevista hasta 2003 respecto a la demanda comercial e industrial, repercutiendo en el consumo global.
- **Etc.**

Nadie conoce con exactitud qué factores pueden aparecer, por ello en las previsiones a largo plazo, no es descabellado pensar en consultar a un grupo de expertos para hacer un análisis de escenarios posibles.

Ningún método será fiable para este tipo de predicciones, pero las series temporales, son adecuadas para realizar predicciones a corto plazo y nunca para muy largo plazo.

## 2. OBJETIVOS Y METODOLOGÍA

### 2.1. OBJETIVOS

El objetivo principal de este trabajo es analizar los datos históricos de demanda de electricidad peninsular, buscando comportamientos de posible estacionalidad y/o tendencia; y buscar un modelo de series de tiempo que explique ese comportamiento.

Más allá, se busca hallar un modelo que sea capaz de predecir, con la mayor exactitud y con un nivel de esfuerzo razonable para este tipo de métodos basados en series temporales; la demanda futura a corto plazo en el Mercado Eléctrico Español.

Un paso obligado será, recopilar datos históricos de demandas eléctricas peninsulares usando como fuente los boletines oficiales emitidos por la REE. Más adelante, se representarán los datos para buscar una tendencia y una posible estacionalidad en la demanda eléctrica. Es importante también, presentar los modelos o métodos más usados en la metodología clásica y moderna de series de tiempo, mediante una introducción teórica.

Aunque el presente trabajo se basa en métodos basados en series temporales, también se presentan otros métodos de pronóstico que se usan como alternativa o complemento, a los basados en series de tiempo.

Habiendo acotado el tipo de serie temporal, ya se puede escoger el modelo más adecuado. Se compararán los modelos con las características de las series que queremos someter a estudio, y así, se decidirá qué método es adecuado en cada caso.



Seguidamente, se procederá a calcular las predicciones de demanda futuras. Trabajaremos siempre con predicciones a corto plazo (mensuales, trimestrales etc.); ya que es en este tipo de predicciones, donde se obtienen mejores resultados con estos métodos.

Una vez conseguido este objetivo primordial, se tratará de relacionar esta demanda con el precio que paga el consumidor final.

En resumen, se intentará alcanzar los objetivos siguientes:

- Breve visionado por los distintos métodos de predicción de la demanda, basados en series temporales o no.
- Estudio y clasificación de los modelos basados en series temporales.
- Se comenzará presentando la metodología clásica, se proseguirá con la metodología moderna de estudio de series, tratando de buscar la mejor aproximación al caso de estudio.
- Aplicación de los modelos de series temporales al caso concreto del histórico de demandas eléctricas; para lo cual, aplicando el modelo que mejor se adapte al caso de estudio. Tendremos en cuenta la precisión del modelo, el alcance de trabajo y el nivel de esfuerzo.
- Se definirá el mejor nivel de agregación de los datos para el estudio y predicción.
- En caso de encontrar un patrón estacional, se buscará que factores han podido influir en tal comportamiento, intentando aislar alguno de ellos.
- Cálculo de la predicción de la demanda de electricidad para los próximos meses en España. Se empleará la herramienta o complemento para Excel proForecaster2014 para agilizar el proceso. Para entender el funcionamiento del software, será útil estudiar algún caso de manera manual y comparar los resultados.
- Influencia de la demanda en el precio final que pagamos.

- Tratar de explicar cómo podemos influir sobre la demanda y/o precio.

## 2.2. METODOLOGÍA: MODELOS DE PRONÓSTICO

Los enfoques más usuales usados en la previsión de la demanda pueden agruparse según la siguiente división:

### 2.2.1. Cualitativos o mixtos.

Entre los métodos Cualitativos más usados:

- **Previsiones individuales o de grupos.** El experto o comisión de expertos estudian el problema, normalmente se trata de personas muy vinculadas al mercado. La desventaja obvia, es que se trata de opciones subjetivas.
- **Método de Delphi.** Cada participante, experto en ese mercado, asigna por separado una probabilidad de los distintos sucesos; si hay opiniones extremas, son comunicadas a todos. Se vuelve a repetir el proceso individual, hasta que se llega a un consenso final. Es importante el anonimato, para evitar cuestiones de liderazgo o condicionamientos.
- **Encuestas o investigaciones de mercado.** Elevado coste económico y estáticas.
- **Analogías con otros productos.** Se compara el caso o producto en cuestión con otros productos que se consideran análogos.

### 2.2.2. Enfoques cuantitativos.

- **Métodos estadísticos de extrapolación.** Siendo los más importantes los basados en medias móviles y ajuste exponencial. Se basan en los datos históricos de la demanda. Estos métodos son en los que se centra el presente

trabajo; por ello, se explicarán más detalladamente. Siguen siendo muy usadas; ya se fundamentan en el hecho de que no podemos conocer lo suficiente acerca de la economía o de otros factores que influyen en el comportamiento de la demanda, como para poder crear un modelo estructural lo suficientemente elaborado.

Entre las ventajas de los métodos basados en el alisado de series se encuentran:

- Su aplicación tiene un coste más barato que otros métodos.
- Son rápidos en la predicción.
- Su aplicación es automática y no requieren de personal altamente especializado en la materia.

- **Métodos causales.** Destacan los Modelos de Regresión y las Redes Neuronales. Se basan en indicadores exógenos del producto en cuestión, es decir, en las variables que influyen en el comportamiento de la demanda. Si el indicador principal en el que se basan es de tipo económico, son denominados modelos econométricos causales.

- Modelos econométricos estructurales o causales. Son modelos con contenido teórico, toman como base la teoría económica relevante. Consideran variables endógenas o dependientes y otras exógenas para dar cuenta de las variaciones. Fueron muy usados en los 60s, pero ahora han quedado casi relegados al pronóstico de variables financieras y en la investigación. En los últimos años se tiende por volver a modelos más simples y precisos; ya que estos modelos no consiguieron predecir la estanflación. En general, consideran la demanda como variable dependiente de un número determinado de variables explicativas (tanto controlables como no controlables).

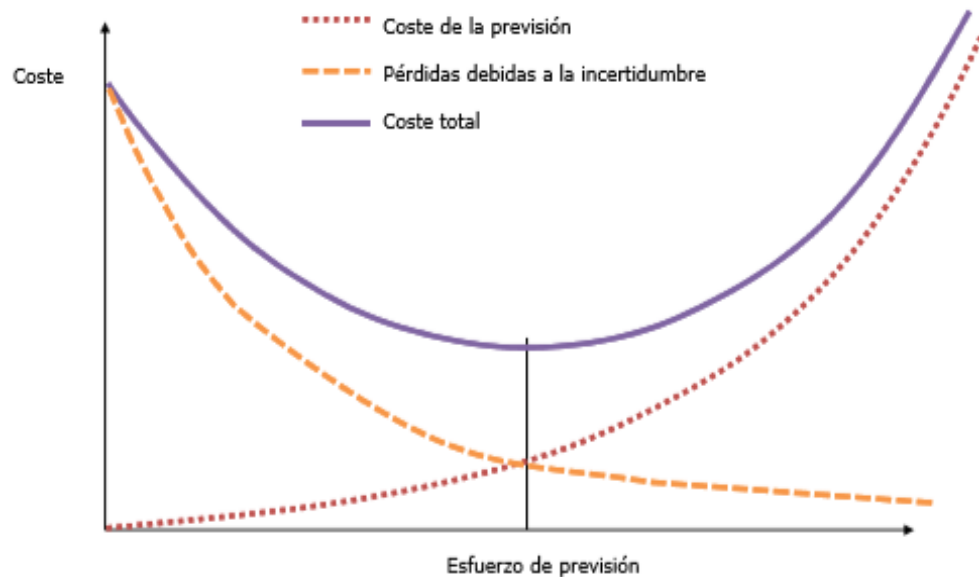
$$Q_D = f(x_1, x_2 \dots x_n)$$

$$Q_d = \text{cantidad}_{\text{demandada}}$$

$$x_1 \dots x_n = \text{variables explicativas}$$

(Ec.2.2.1)

- **Método Box-Jenkins.** El método de George Box y Gwilym Jenkins está considerado como uno de los más potentes y efectivos para realizar una previsión de la demanda. Sin embargo, cuenta con una gran desventaja: la exactitud de los resultados, implica un alto coste de previsión; así como la necesidad de disponer de personal y software muy especializados. Por ello, en la mayoría de los casos, no es el método más exacto, el más indicado. Es importante encontrar el nivel de esfuerzo más indicado para el tipo de previsión que queremos realizar. La clase general de los modelos de la metodología Box-Jenkins es la familia de modelos ARIMA con elementos determinísticos (constante, tendencia determinística, estacionalidad determinística, efecto semana santa, efecto días laborales, atípicos etc.). Algunos autores engloban estos modelos dentro los modelos econométricos de series temporales explicados en el apartado anterior.



**Gráfico 2.2.1 Nivel de esfuerzo vs coste. Fuente: US.**

En el gráfico anterior, se observa que existe un nivel de esfuerzo para el que la suma del coste de previsión y pérdidas por la incertidumbre es mínima.

Las desventajas de la aplicación de este método, se resumen a continuación:

- No es tan rápido de aplicar como los métodos que se basan en el alisado exponencial.
- Es necesario contar con personal altamente cualificado para su manejo.
- Normalmente requiere de series temporales considerablemente largas.

### 3. DEMANDA ELÉCTRICA.

#### 3.1. DEFINICIÓN DE DEMANDA ELÉCTRICA. RELACIÓN POTENCIA Y ENERGÍA ELÉCTRICA.

La demanda eléctrica es el consumo eléctrico en un determinado periodo de tiempo, que puede ser 15 minutos, 1 hora, 1 año etc.

En la web de red eléctrica de España, se encuentran el histórico de datos de las demandas eléctricas mensuales en España desde 1991, expresadas en unidades de energía o Gigawatthora (GWh).

Los picos de demanda o demanda instantánea, sin embargo se expresan habitualmente en unidades de potencia, por ejemplo MW.

Cómo pasar de unidades de potencia (MW) a unidades de energía (GWh), lo vemos a continuación con un ejemplo sencillo.

**Ejemplo:** Averiguar cuanta energía será capaz de entregar una central nuclear cuya potencia es 357MW, en 1 mes de 30 días y funcionando al 80% de su capacidad.

$$357MW \times 0,8 \times 30días \times \frac{24h}{1día} = 205632MWh = 205,632GWh$$

(Ec.3.1.1)

La central entrega 205,632 GWh.

### 3.2. DEMANDA B.C Y DEMANDA BRUTA

Cuando hablamos del dato de la demanda eléctrica, habremos de tener en cuenta en qué punto se ha tomado esta medida para conocer con exactitud de lo que estamos hablando.

- **Demanda bruta.** Normalmente se refiere a la demanda de un sistema incluyendo los consumos propios de las centrales. Sin embargo, en otras ocasiones se usa este término para referirse a la demanda sin haber tenido en cuenta aún los efectos de la laboralidad y temperatura.
- **Demanda b.c.** También conocida como demanda transporte b.c. Es la energía inyectada a la red procedente de las centrales de régimen ordinario, régimen especial y de las importaciones, y deducidos los consumos en bombeo y las exportaciones. Para el traslado de esta energía hasta los puntos de consumo habría que detraer las pérdidas originadas en la red de transporte y distribución. Es decir, es la energía inyectada en la red procedente de las centrales de generación y de los intercambios internacionales, una vez deducidos los consumos propios de las centrales.
- **Demanda en consumo.** Energía adquirida por los consumidores, medida en los puntos de consumo utilizando los correspondientes equipos de medida.

Para pasar por tanto, de demanda bruta a demanda en b.c habremos de deducir los consumos propios de las centrales de generación. Sin embargo, a menudo en las noticias de Sala de Prensa de la REE se le da al término demanda bruta, la segunda acepción explicada.

Para trasladar la demanda en b.c a demanda real en consumo, se habrá por tanto, de sustraer las pérdidas implícitas (o energía total perdida en las redes de transporte y distribución).

Entre un 9 y un 10% de la energía que se genera en España se pierde en “fugas” que se producen durante el transporte y la distribución. Las pérdidas en transporte se sitúan entre un 1 y un 2 % por la resistencia que ofrecen los cables al paso de la electricidad (Ley de Ohm). Por otro lado, las compañías eléctricas distribuyen en baja y media tensión hasta llevarla a todos los usuarios; en esta fase se pierde entre un 6 y un 8% de lo generado. En esto se incluyen las “pérdidas técnicas” (por la bajada de alta a media tensión) y las “no técnicas” (apagones u otras incidencias).

### 3.3. TIPOS DE DEMANDA.

En general, consideraremos que las series de tiempo se comportan aproximadamente, siguiendo alguna de las estructuras siguientes:

- **Demanda nivelada.** Las variaciones de la serie se presentan respecto a un valor que se mantiene constante.

$$D_t = D + \varepsilon_t$$

(Ec.3.3.1)

Donde D es el valor contante en torno al cual oscilan los valores de la demanda del producto y  $\varepsilon_t$  es el componente aleatorio.

- **Demanda con tendencia.** La serie se presenta agrupada respecto a unos valores que crecen linealmente con el tiempo.

$$D_t = D + p.t + \varepsilon_t$$

(Ec.3.3.2)



Donde  $p$  es la pendiente de la línea de tendencia.

- **Demanda de tipo estacional.** La serie de datos presenta una estructura que se repite en el tiempo de forma periódica.

$$D_t = (D + p \cdot t) F_t + \varepsilon_t$$

(Ec.3.3.3)

Donde  $F_t$  es el factor estacional.

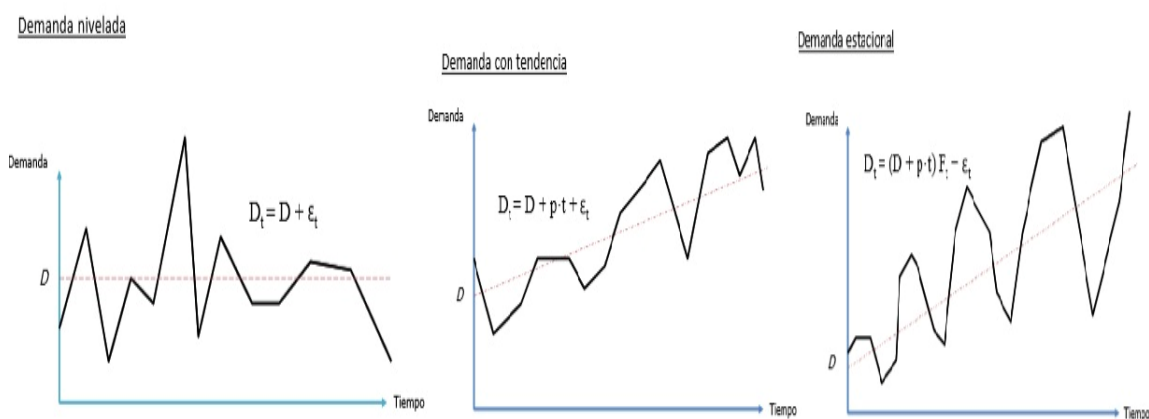


Figura 3.3.1 Demandas niveladas, con tendencia y estacional. Fuente: US.

### 3.4. HISTÓRICO DE DATOS

Los datos de las demandas eléctricas mensuales (GWh) extraídos de los boletines mensuales y anuales de Red Eléctrica de España, han sido recogidos en la una tabla de Excel para ser tratados.

Demandas (GWh)	AÑO 1991	AÑO 1992	AÑO 1993	AÑO 1994	AÑO 1995	AÑO 1996	AÑO 1997	AÑO 1998
Enero	13241	13812	13116	13150	13990	13851	14787	15175
Febrero	12119	12538	11934	12164	12092	13528	12499	13704
Marzo	11502	12277	12472	12097	13302	13540	12939	14383
Abril	11084	11212	10906	11600	11824	11994	12933	13715
Mayo	11272	11277	11102	11695	12406	12493	13069	13716
Junio	10977	10822	11219	11964	12450	12788	13048	14104
Julio	11864	12051	11919	12805	13097	13523	13838	15287
Agosto	10478	10711	10786	11645	12092	12236	12964	13818
Septiembre	11281	11357	11207	11925	12240	12311	13633	14169
Octubre	11724	11618	11807	11859	12365	12886	13744	14305
Noviembre	12085	11570	12334	12236	12612	13264	13889	14701
Diciembre	12490	12230	12781	13142	13299	13831	14837	16003
<b>TOTAL AÑO</b>	<b>140117</b>	<b>141475</b>	<b>141583</b>	<b>146282</b>	<b>151769</b>	<b>156245</b>	<b>162180</b>	<b>173080</b>

AÑO 1999	AÑO 2000	AÑO 2001	AÑO 2002	AÑO 2003	AÑO 2004	AÑO 2005	AÑO 2006	AÑO 2007
16171	17848	18290	19331	20206	20334	22530	23459	24159
14972	15689	16494	16985	18769	19482	21053	21262	21183
15407	16383	17243	17622	18425	20594	21104	21975	22566
14035	15202	15533	17000	17004	18262	19100	18687	20261
14640	15566	16693	17172	17751	18519	19256	20380	20864
15061	16093	17087	17361	18913	19384	20563	20850	21080
16265	16575	17645	18454	20073	20653	21573	23038	22852
14649	15631	16749	16568	18736	18987	19584	20603	21112
14994	16002	16490	16983	18193	19300	19539	20839	20899
14951	15964	16702	17646	18747	19135	19278	20448	21214
16258	16922	17775	17885	18898	20212	20703	20584	22512
16951	17134	18784	18509	20135	21138	22541	22896	23734
<b>184354</b>	<b>195009</b>	<b>205485</b>	<b>211516</b>	<b>225850</b>	<b>236000</b>	<b>246824</b>	<b>255021</b>	<b>262436</b>

AÑO 2008	AÑO 2009	AÑO 2010	AÑO 2011	AÑO 2012	AÑO 2013	AÑO 2014	AÑO 2015
24433	23771	23751	23668	23108	22553	21984	22674
22547	20885	21911	21415	22990	20549	20279	21055
22312	20926	22816	22737	21331	21222	20764	-
21496	19228	19935	19255	19477	19498	18644	-
20951	19642	20423	20347	20191	19447	19472	-
21081	20540	20439	20743	20752	19144	19523	-
23240	22425	23145	22023	21671	21638	21122	-
21730	21149	21456	21592	21448	20608	20246	-
21082	20401	20702	21021	19799	19680	20317	-
21124	20325	20499	20339	19717	19772	19726	-
22047	20644	22012	20615	20270	20462	19786	-
23164	22725	23444	21877	21328	21741	21296	-
<b>265207</b>	<b>252661</b>	<b>260533</b>	<b>255632</b>	<b>252082</b>	<b>246314</b>	<b>243159</b>	-

\*:Cuando se han observado pequeñas discrepancias entre boletines consecutivos, se ha tomado el último valor como el más fiable.

**Tabla 3.4.1 Histórico demanda eléctrica desde 1991. Fuente: REE. Elaboración propia.**

### 3.5. ESTACIONALIDAD, VARIACIONES CÍCLICAS Y TENDENCIA.

En apartados anteriores se ha hablado de conceptos como tendencia o estacionalidad para clasificar los principales tipos de demandas. En este apartado se definen, de manera más detallada.

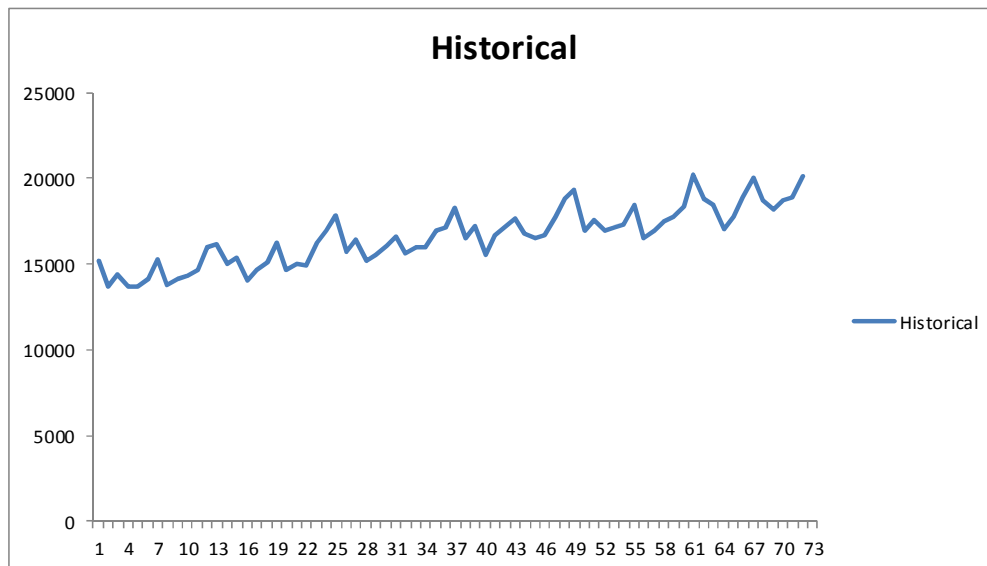
#### 3.5.1. Estacionalidad.

Las variaciones estacionales (“seasonality” en inglés) son oscilaciones que se producen en un periodo igual o inferior a un año, y que se vuelven a producir de manera reconocible en los diferentes años. Otra forma de definirlo, es como un cambio en la media de la serie que se repite periódicamente cada s estaciones. Estando algunas de ellas motivadas por causas meteorológicas. Se trata de un concepto muy importante, ya que se encuentra muy relacionado con la demanda eléctrica, como observa en el siguiente gráfico. Las variaciones estacionales se suelen representar como  $e_t$ .

Created by JACQUELINE

Date 31/12/2014

Demandas eléctricas Enero 98-Dic 03



**Gráfico 3.5.1 Estacionalidad demanda eléctrica mensual entre Enero 98 y Diciembre 03. Fuente: REE y elaboración propia.**

Para la elaboración del gráfico de arriba, he introducido los datos históricos de demanda eléctrica desde enero 98, hasta diciembre de 2003. En el ejemplo de arriba, se observa una estacionalidad clara.

Es importante señalar que cuando los datos de las demandas están agrupados en años, no se puede hablar de estacionalidad; ya que sólo se emplea este término para oscilaciones en un periodo máximo de un año.

### **3.5.2. Variaciones cíclicas**

Son oscilaciones que se producen en un periodo superior a un año, y que aunque pueden presentar un comportamiento sistemático, no es lo más habitual. Se suele representar por  $C_t$ .

Cuando hablamos del periodo de un ciclo, nos referimos al nº de años que dura un ciclo completo.

### **3.5.3. Variaciones residuales o erráticas.**

Son oscilaciones o movimientos que no presentan un carácter periódico reconocible. Las causas que provocan estas oscilaciones pueden ser conocidas o no. No podemos predecir este tipo de variaciones a partir del mero estudio de la serie temporal. Se pueden eliminar las observaciones anormales, o ignorarlas. Se suelen representar por  $r_t$ .

### **3.5.4. Tendencia**

La tendencia refleja el movimiento a largo plazo de una serie. Se suele representar como  $T_t$ . Entre los principales métodos utilizados para ajuste de tendencia a una serie en la Metodología Clásica están el ajuste por Mínimos Cuadrados y el Método de las Medias Móviles.

## **3.6. MÉTODOS DE ANÁLISIS DE LA TENDENCIA.**

### **3.6.1. Análisis de la tendencia por Mínimos Cuadrados.**

Se trata de ajustar una función que nos relacione la variable con el tiempo, que no sea muy complicada, y que refleja satisfactoriamente la evolución general de la serie.

Los pasos a seguir serían:

- Determinamos la forma de la función que mejor se adecue.
- Decidir los valores concretos de los parámetros.

La decisión sobre el tipo de función más adecuada, se suele tomar visualmente. Por ejemplo, si la función más adecuada fuera una recta, la tendencia sería:

$$T_t = a + bt$$

(Ec.3.6.1)

$T_t$ : Tendencia en el momento  $t$ .

$a$ : Tendencia en el origen.

$b$ : Tasa de crecimiento/decrecimiento.

Para obtener la estimación de los parámetros:

$$\hat{b} = \frac{\sum_{t=1}^T (y_t - \bar{y})(t - \bar{t})}{\sum_{t=1}^T (t - \bar{t})^2}$$
$$\hat{a} = \bar{y} - \hat{b}\bar{t}$$
$$\hat{T} = \hat{a} + \hat{b}t$$

(Ec.3.6.2)

$y_t$ : Valores de la variable a partir de los cuales queremos calcular la tendencia.

$t$ : Instante de tiempo (eje  $x$ ) para cada valor anterior.

$\hat{a}$ : Valor estimado de la ordenada en el origen.

$\hat{b}$ : Estimación de la pendiente de la tendencia.

$\hat{T}_t$ : Tendencia estimada para el periodo  $t$ .

Cuando hay estacionalidad, no podemos emplear los datos originales de la serie directamente, primero “desestacionalizamos” la serie y luego calculamos la tendencia.

Como ejemplo se ha explicado el caso más sencillo, que consiste en ajustar una recta a la serie; sin embargo puede ser que la función que mejor se ajuste sea de tipo exponencial, polinomial, logística etc.

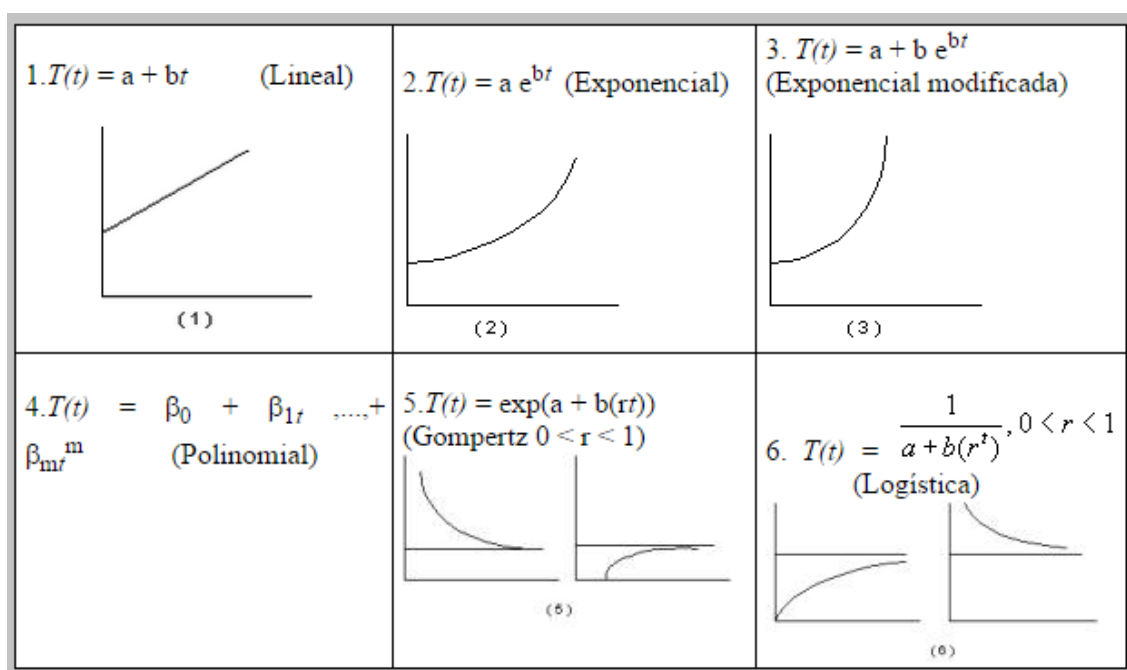


Figura 3.6.1 Ajuste de funciones más usados a la tendencia. Fuente: Universidad de Zaragoza.

Por ejemplo se han tomado los datos de las demandas anuales de los últimos años, valiéndonos del Excel, buscamos que función se ajusta mejor como tendencia. Como ya he explicado, en demandas anuales no se puede hablar de estacionalidad, lo cual comprobamos al representar los datos; por esto no ha sido necesario desestacionalizar la serie antes de buscar una tendencia. Probamos gráficamente con Excel, representando los datos y agregando línea de tendencia en el gráfico; vamos comparando opciones.

Aunque gráficamente es muy sencillo estimar la idoneidad de la línea de tendencia escogida; necesitamos de un indicador que de forma cuantitativa, nos dé una medida de la bondad del ajuste. Para ello, se utiliza el Coeficiente de Determinación ( $R^2$ ).

$$R^2 = \frac{\text{VarianzaExplicada}}{\text{VarianzaTotal}} = 1 - \frac{\text{VarianzaNoExplicada}}{\text{VarianzaTotal}} = 1 - \frac{\sum (y_i - \hat{y}_i)^2}{\sum (y_i - \bar{y}_i)^2}$$

(Ec.3.6.1)

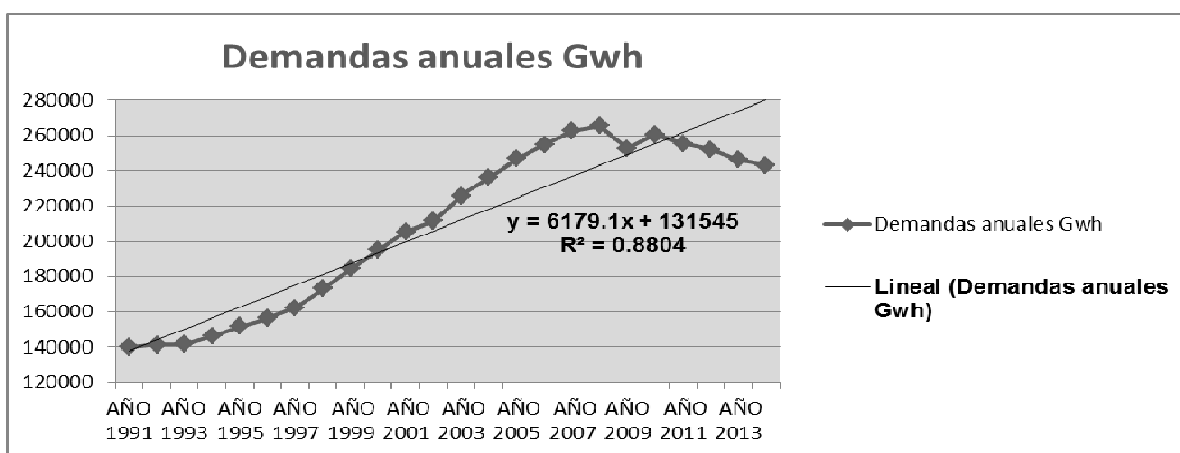
En general podemos decir que los valores deseables de  $R^2$ , suelen ser valores superiores a 0,8. No debemos por ello, caer en el error de valorar un modelo únicamente y exclusivamente por su  $R^2$ , ya que hay modelos que aun teniendo un Coeficiente de Determinación elevado, tienen otras carencias. Como primera aproximación, es un buen indicador.

Como ejemplo, vamos a tratar de ajustar una función a los datos de demandas eléctricas anuales entre 1991 y 2014.

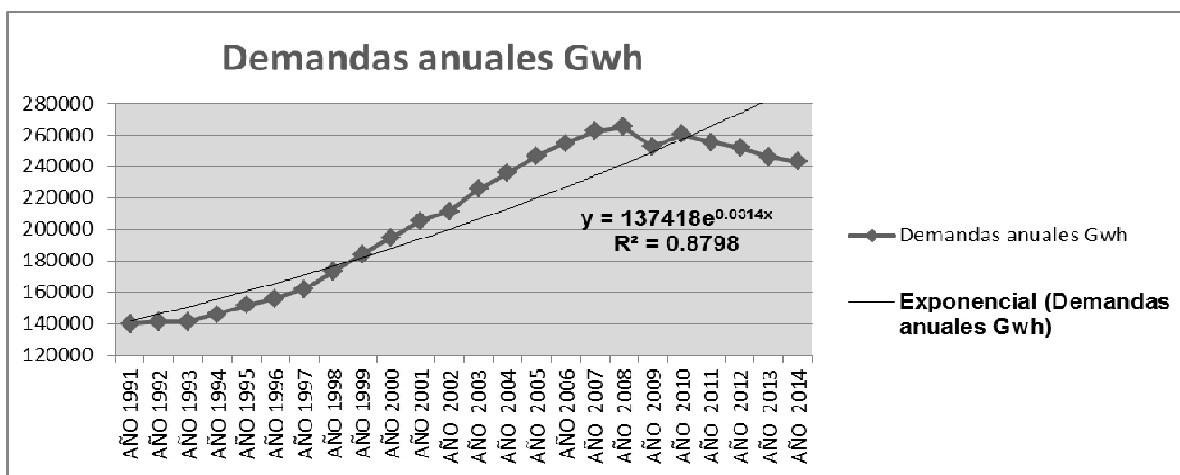


Es muy importante destacar que el siguiente es sólo un ejemplo ilustrativo, sin validez de las proyecciones obtenidas, ya que al usar los datos de demandas anuales, el nº total de observaciones es muy pequeño entre otros inconvenientes. Además no olvidemos, que cuanto mayor el tamaño del intervalo, menor es la capacidad de exactitud del modelo.

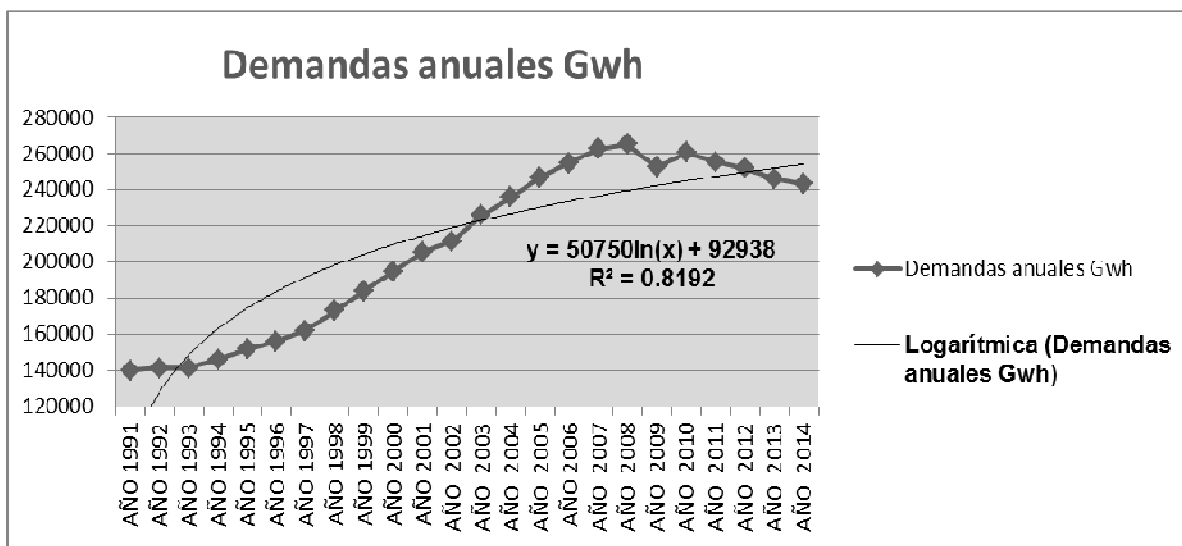
- **Recta/función lineal:**



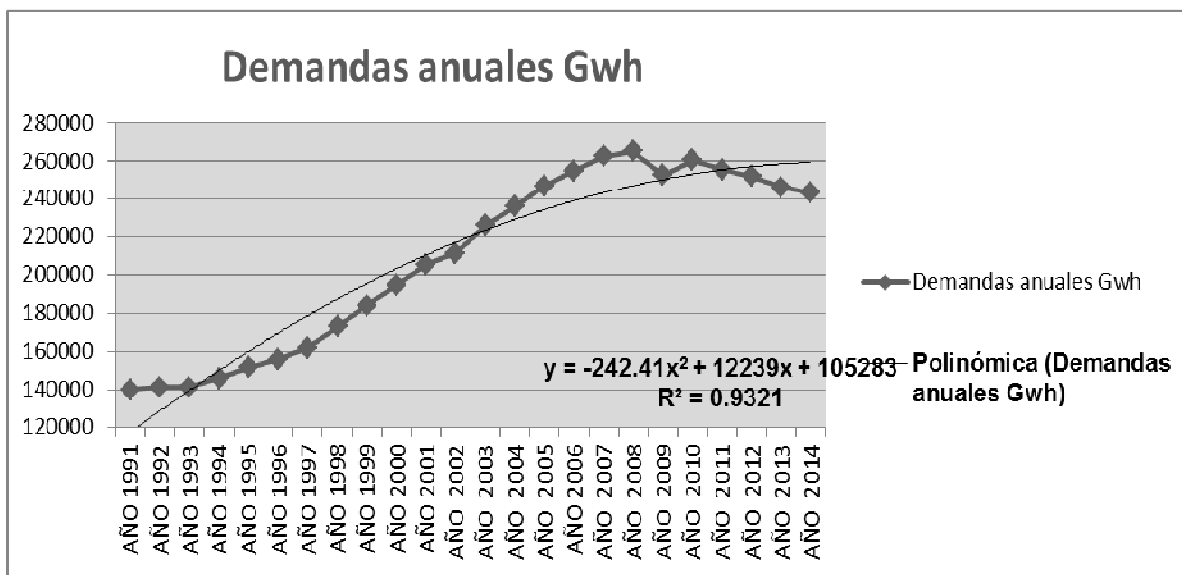
- **F. exponencial:**



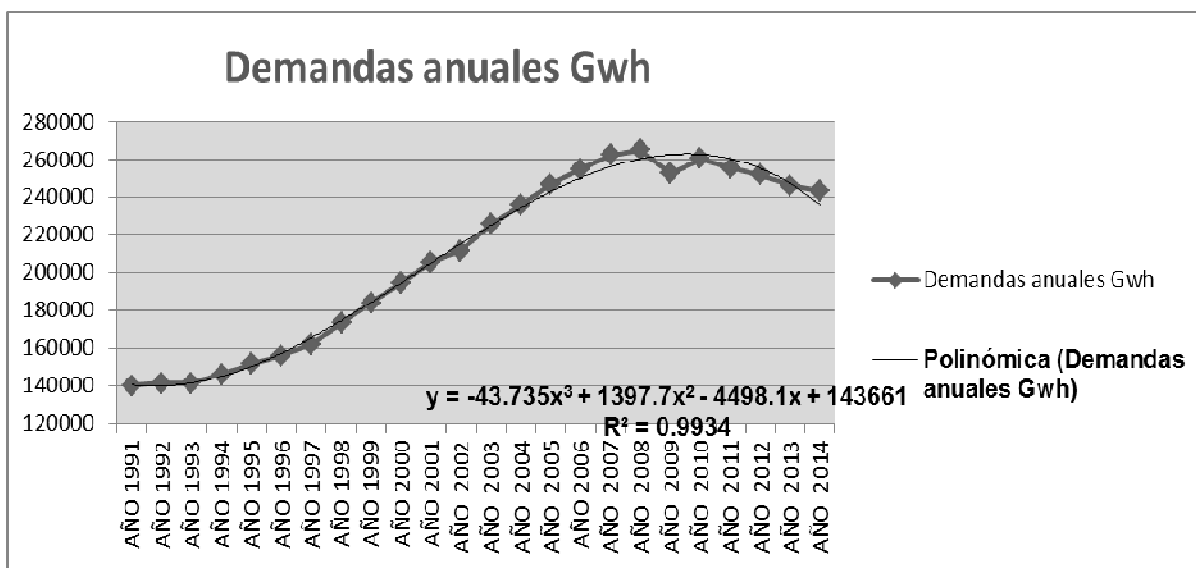
- **F. logarítmica:**



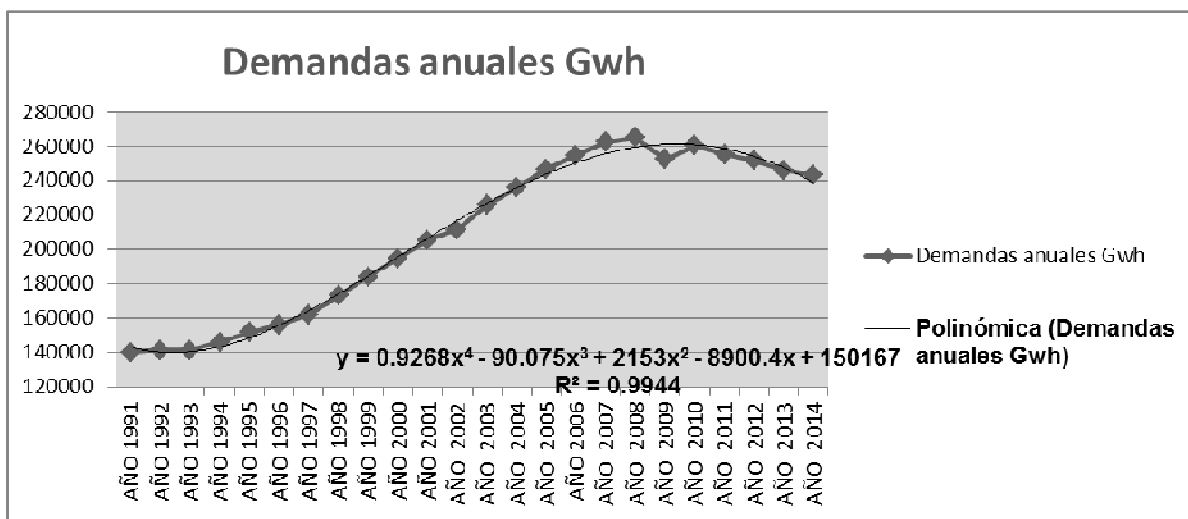
- **F. polinómica (orden 2).**



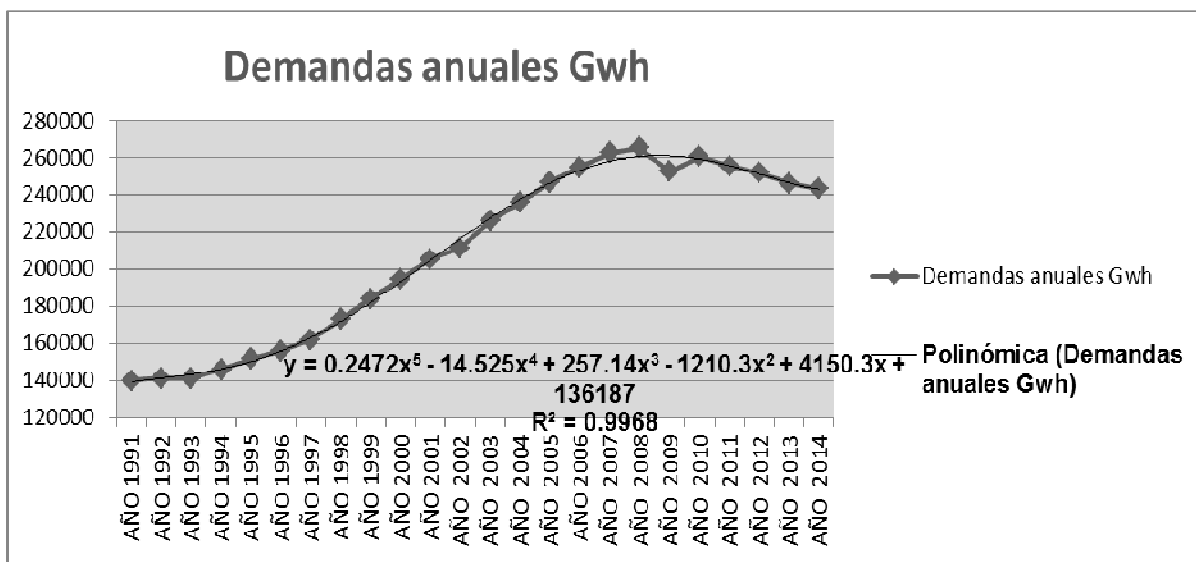
- F. polinómica (orden 3)



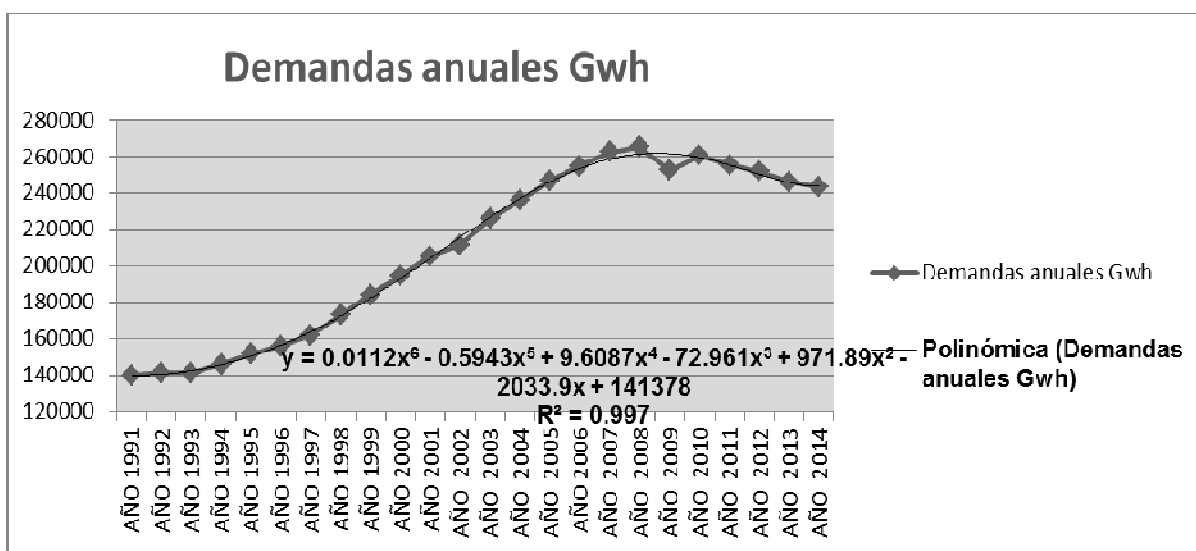
- F. polinómica (orden 4)



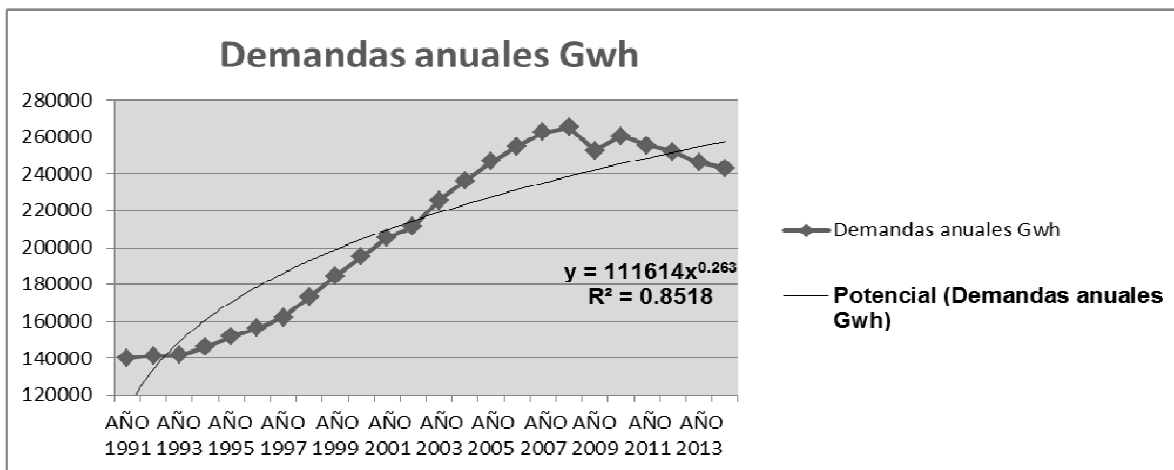
- F. polinómica (orden 5)



- F. polinómica (orden 6)



- **F. potencial**



Como se observa, la que mejor se adapta a la demanda es la función polinómica, obteniéndose resultados de  $R^2$  muy cercanos a 1 a partir de polinomios de orden 3. Aunque a mayor orden del polinomio, obtenemos valores más cercanos a 1 de  $R^2$ ; no conviene usar una función excesivamente complicada.

Cualquier módulo de Excel o software de análisis de series, es capaz de predecir qué función es la más adecuada.

Si usamos el ProForecaster 2014, seleccionamos manualmente que nos diga, entre los métodos de crecimiento clásicos (lineal, cuadrático, polinomial etc.) para series con tendencia, nos halle la función que se ajusta con un valor menor de la raíz del error cuadrático medio. Le pedimos al software que analice sólo entre los métodos de crecimiento (Growth Functions), es decir por mínimos cuadrados.

Función ajuste Tendencia Demandas anuales en GWh

## Method Statistics

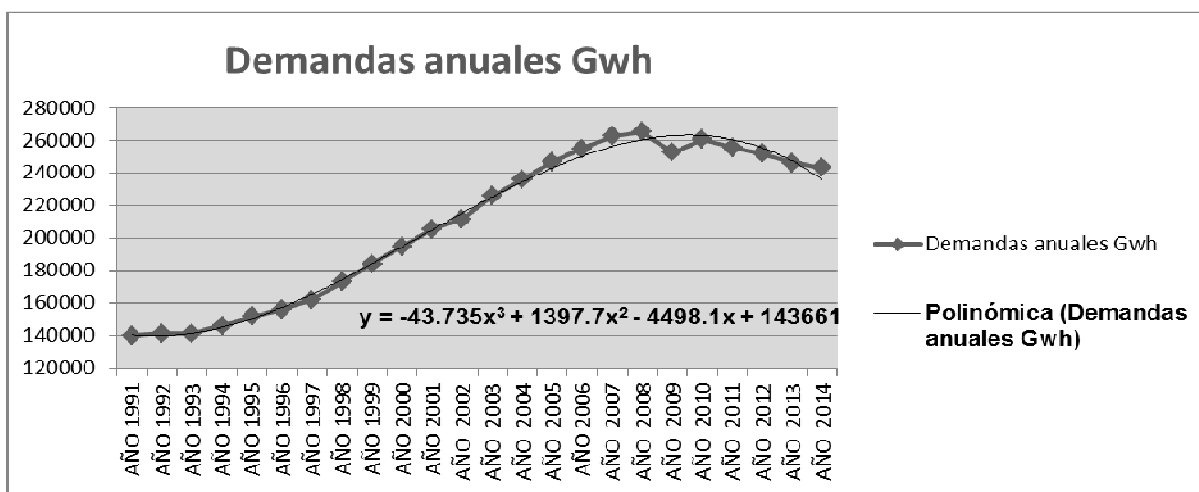
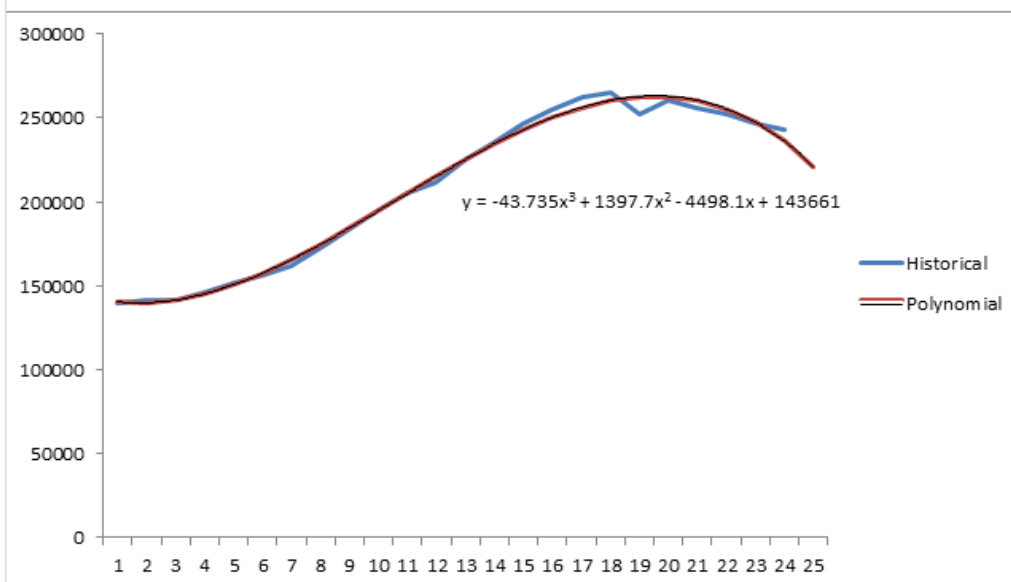
Series	Method	Method Rank
Row 14	Polynomial Growth	1

Efectivamente, el software confirma que el mejor ajuste lo conseguimos con una función polinómica.

También, podemos considerar, en casos en los que la serie presente dos partes diferenciadas; con una evolución general marcadamente diferente, ajustar dos funciones diferentes. No es necesario en este caso concreto de las demandas anuales.

Primero, usando únicamente la ecuación de tendencia de ajuste polinomial de orden 3 que vimos más arriba usando el ajuste de línea de tendencia de Excel y luego la comparamos con la función escogida con el software.

Created by JACQUELINE  
Date 28/01/2015



**Figura 3.6.2 Ajuste polinómico tendencia Demandas anuales. Excel vs proForecaster. Elaboración propia.**

Arriba vemos la función polinómica ajustada por el software y la figura de abajo corresponde a la que se hizo mediante Excel. Como se ven son iguales, la diferencia en la longitud de la función en el primer caso, se debe a que el Add-in ha proyectado la función de ajuste al siguiente periodo; es decir al año 2015 ( $x=25$ ). Este método no es adecuado para estudiar predicciones futuras como ya he explicado, sino para hacernos una idea de la tendencia de una serie. Además, es bastante arriesgado hacer una predicción para un plazo de 12 meses vista.

Con el Excel tenemos la limitación de poder ajustar funciones polinómicas de hasta grado 6, sin embargo, el programa puede asimilar a la serie una función polinómica de hasta grado 10.

Es claro de que no estamos ante una demanda nivelada, ya que la serie no presenta variaciones respecto de un valor que se mantiene constante; estamos por tanto, ante una demanda con tendencia. Desde 1991 hasta 2008 la demanda es creciente, de 2008 en adelante sin embargo, la tendencia empieza a decrecer.

Si se hubiera decidido hacer las predicciones utilizando la agregación de datos anual, ya se ha explicado y se verá más adelante que no es el nivel de agregación más adecuado; habría que abrir la discusión de si la observación del año 2009 es un “outlier”.



### 3.6.2. Análisis de la tendencia por Medias Móviles.

El método de las medias móviles es un método de suavizado, como se verá más adelante, atenuando las variaciones de la serie original. Este método elimina los componentes de periodicidad igual o inferior a la amplitud de la media móvil. El secreto está en elegir correctamente el valor de la amplitud u orden de la Media Móvil. Así eliminaremos las variaciones ajenas a la tendencia (estacionalidad, ciclo, componente irregular etc.); y habremos aislado la tendencia.

Si estamos ante el caso de que la tendencia no se mantiene fija respecto a un valor, sino que evoluciona a lo largo del tiempo, este método se ajustará mejor a la realidad, que si simplemente ajustamos una recta de regresión.

Lo primero, para aislar la tendencia es hallar los índices o coeficientes de variación estacional. Para ello distinguiremos si nos encontramos ante un esquema aditivo o multiplicativo.

Para el modelo aditivo, consideramos que la variable observada, se puede descomponer en la suma de sus factores. Sin embargo, en el multiplicativo, expresamos la variable como el producto de sus factores.

E.aditivo :

$$y_t = T_t + c_t + e_t + r_t$$

E.multiplicativo :

$$y_t = T_t \cdot c_t \cdot e_t \cdot r_t$$

E.mixto / multiplicativoII :

$$y_t = T_t \cdot c_t \cdot e_t + r_t$$

(Ec.3.6.2)

Tt: Tendencia en el periodo t

ct: variaciones cíclicas en el periodo t

et: variaciones estacionales en el periodo t

rt: variaciones residuales en el periodo t

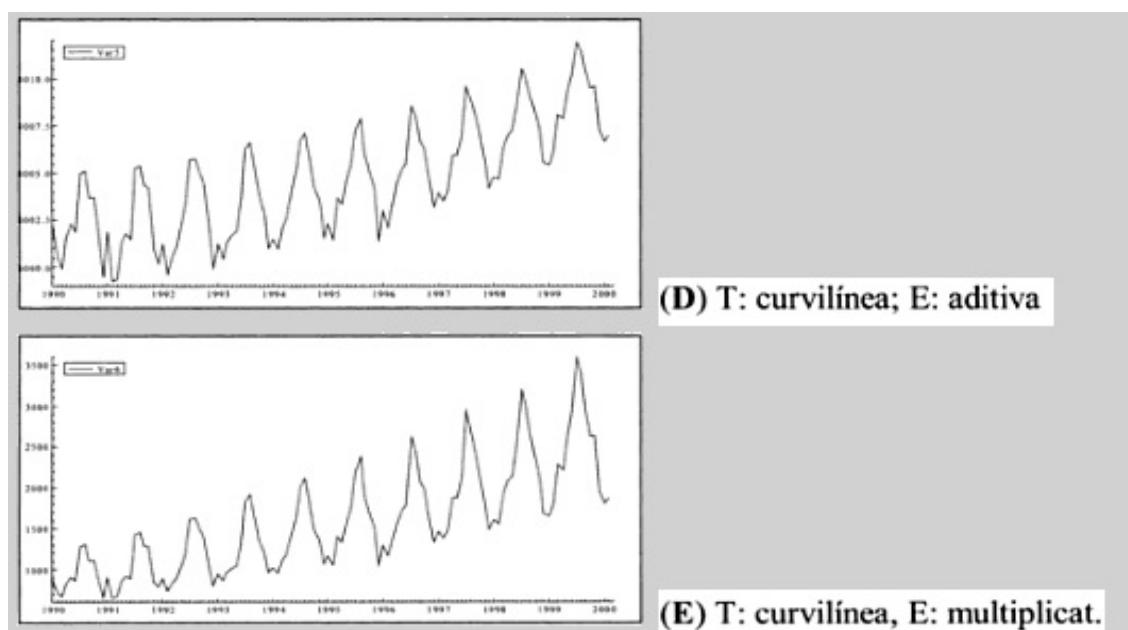


Figura 3.6.3 Demandas estacionalidad aditiva vs multiplicativa. Fuente: US.

- **Obtención de los índices de variación estacional. Esquema multiplicativo.**  
 Consideramos una serie de la forma:

$$y_t = T_t \cdot c_t \cdot e_t \cdot r_t$$

(Ec.3.6.2a)

Calculamos una media móvil del mismo orden que el nº de periodos que tiene la serie en un año (4 para observaciones trimestrales, 12 si son mensuales etc.). Aislamos los componentes de tendencia y ciclo, eliminando estacionalidad y componente irregular de cada periodo. Podemos obtener una estimación del componente extraestacional, haciendo media de las observaciones correspondientes a un año. Por tanto la media móvil será:

$$y_t^* = T_t \cdot c_t$$

(Ec.3.6.3)

Ahora dividimos la serie original entre la media móvil para obtener el índice de variación estacional específico o bruto (IVEB):

$$\frac{y_t}{y_t^*} = \frac{T_t \cdot c_t \cdot e_t \cdot r_t}{T_t \cdot c_t} = e_t \cdot r_t$$

(Ec.3.6.4)

Lo siguiente es pasar del IVEB al IVEN o índice de variación estacional neto. Para ello, supongo que las variaciones estacionales se mantienen estables año tras año y que las variaciones estacionales, son de signo opuesto y se anulan por término medio. Por ello, hacemos las medias de todos los índices específicos  $e_t$  y  $r_t$  correspondientes al mismo periodo estacional de todos los años observados.

- **Obtención de los coeficientes de variación estacional. Esquema aditivo.**

Consideramos en este caso una serie de la forma:

$$y_t = T_t + c_t + e_t + r_t$$

(Ec.3.6.2b)

La lógica seguida es análoga al caso multiplicativo, aislando tendencia y ciclo:

$$MM(P)_t = T_t + c_t = \text{componente\_extraestacional}$$

(Ec.3.6.5)

Restándole a la serie original el  $MM(P)_t$ , hallamos el CVB:

$$y_t - MM(P)_t = (T_t + c_t + e_t + r_t) - (T_t + c_t) = e_t + r_t$$

(Ec.3.6.6)

Lo siguiente es pasar del CVB al CVEN o coeficiente de variación estacional neto. Vuelvo a hacer las mismas suposiciones que en el apartado anterior para eliminar las variaciones irregulares. Al igual que en el modelo multiplicativo, hacemos las medias de todos los resultados.

### **3.7. PROYECCIÓN TENIENDO EN CUENTA LA ESTACIONALIDAD Y DESESTACIONALIZACIÓN. ANÁLISIS CLÁSICO.**

#### **3.7.1. Proyección teniendo en cuenta la estacionalidad.**

Una de las finalidades más importantes del estudio de las series de tiempo es precisamente conseguir hacer una proyección o previsión de la variable sometida a estudio, en nuestro caso, la demanda eléctrica. Para obtener una predicción, lo que hacemos es proyectar hacia el futuro, la tendencia que hemos hallado de la serie, e incorporando el componente estacional que corresponda.

Es lógico, que cuanto más alejado esté el periodo que se quiere pronosticar del último periodo de la serie; menor será por tanto, la fiabilidad del pronóstico. Por esto no conviene, hacer pronósticos muy alejados del último valor observado de la serie.

La estimación tendrá la forma:

$$\hat{Y} = \hat{a} + \hat{b}t$$

(Ec.3.6.7)

Las ecuaciones para hallar la estimación de los parámetros a y b, fueron definidas cuando se expuso el método de los mínimos cuadrados, según la ecuación (Ec.3.6.2).

### 3.7.2. Desestacionalización.

Sabiendo obtener el IVEN o el CVEN, según el caso, ya podemos proceder a desestacionalizar la serie. Así podremos evaluar el movimiento de la serie sin las variaciones estacionales. De esta forma, podemos conocer el movimiento real de la serie.

- **Caso multiplicativo.** Desestacionalizamos la serie, dividiendo la serie original por el IVEN corregido correspondiente.

$$D_t = y_t / IVEN_{corregido_t} = \frac{y_t}{e_t} = \frac{T_t \cdot c_t \cdot e_t \cdot r_t}{e_t} = T_t \cdot c_t \cdot r_t$$

(Ec.3.7.1)

Puesto que el IVEN corregido, es una estimación de las variaciones estacionales ( $e_t$ ); la serie desestacionalizada sigue teniendo los demás componentes (tendencia, ciclo y variaciones residuales).

- **Caso aditivo.** Se desestacionaliza la serie, restándole a la serie original el CVEN corregido correspondiente.

$$D_t = y_t - CVEN_{t, corregido}$$

$$D_1 = y_1 - CVEN_{1, corregido}$$

$$D_2 = y_2 - CVEN_{2, corregido}...$$

(Ec.3.7.2)

Como segunda aproximación a la tendencia, se han representado las demandas trimestrales desde 1991, y se ha desestacionalizado la serie por el método de las medias móviles. A continuación se han representado serie original ( $y_t$ ) en tono más oscuro y serie desestacionalizada ( $D_t$ ) en gris claro:

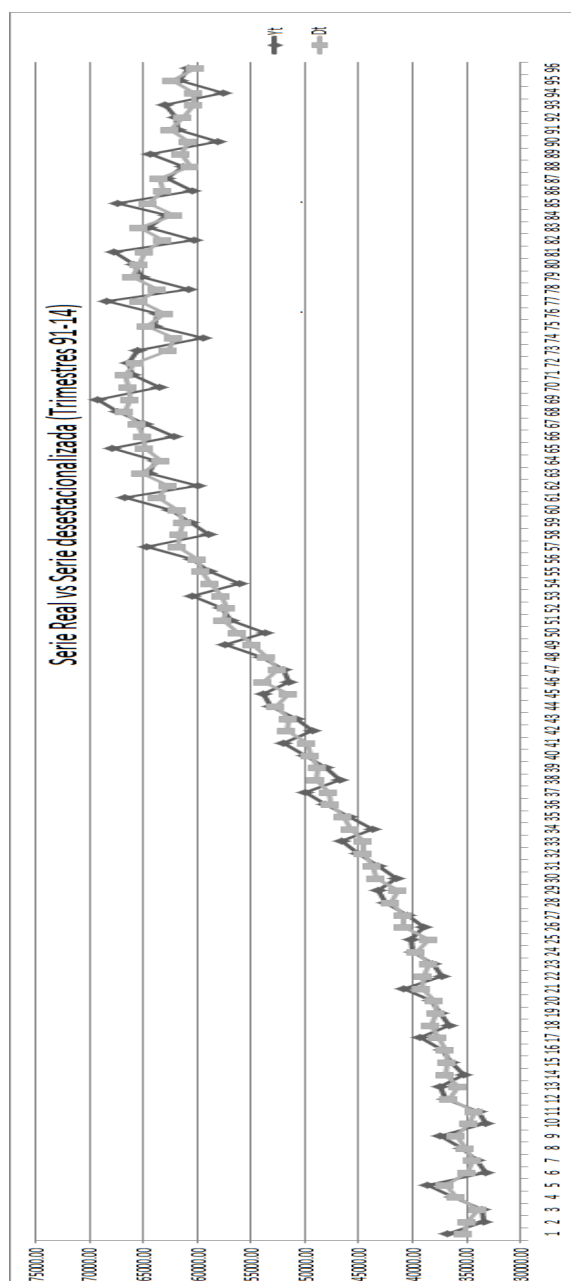
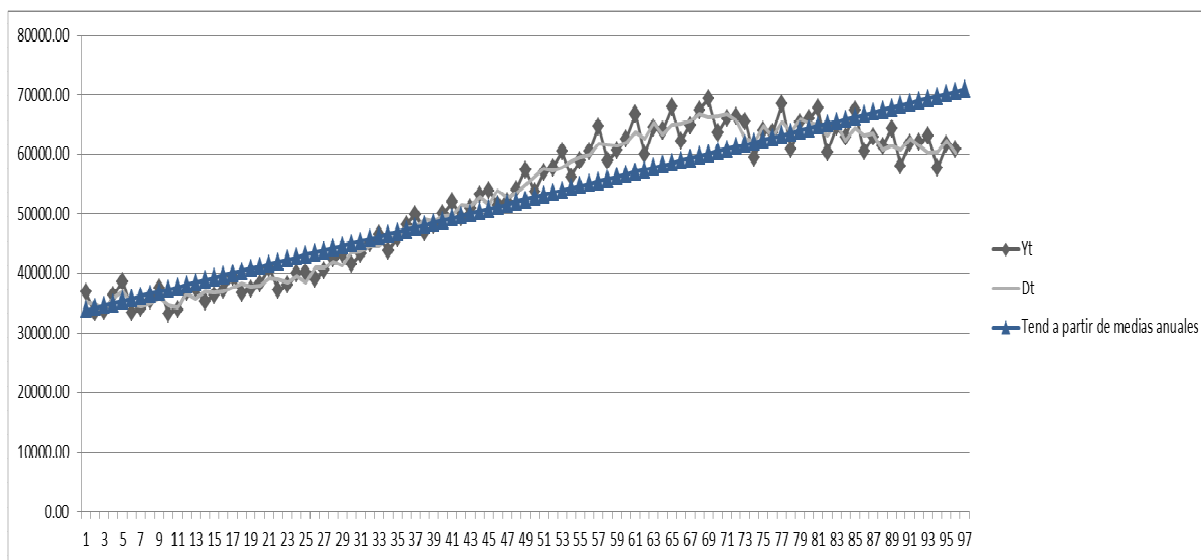


Gráfico 3.7.1 Serie original demanda eléctrica trimestral vs serie desestacionalizada.

Ahora se representa junto a ambas series (original y desestacionalizada), la tendencia obtenida a partir de las medias anuales.



**Gráfico 3.7.2 Serie original, desestacionalizada y tendencia a partir de medias anuales**

Como durante el proceso hemos desestacionalizado la serie, podríamos ahora aplicar a la serie desestacionalizada el método de los mínimos cuadrados ordinarios explicado anteriormente.

### **3.8. ANÁLISIS MODERNO. PRINCIPALES MÉTODOS DE PREDICCIÓN Y ANÁLISIS.**

Una vez definido que nos centraremos en el análisis por medio de métodos estadísticos de extrapolación; siendo los más usados los Métodos de Medias Móviles y los de Alisado Exponencial, se procede a clasificarlos, según las características de la serie sometida a estudio.



### 3.8.1. Modelos ingenuos o "naive".

Son modelos tan sencillos que se suelen usar exclusivamente como referencia a la hora de valorar la capacidad predictiva de modelos más complejos.

Quizá el modelo más sencillo, es el que establece que la previsión/proyección para el próximo periodo coincide con la última observación de la serie. Este modelo es conocido como "Naive I".

$$\hat{y}_{t+1} = y_t$$

("Naive" I)

(Ec.3.8.1)

Otra variante de modelo ingenuo muy usada, sería suponer que el incremento de la variable que queremos predecir para el próximo periodo será igual al último incremento real de la serie. De forma genérica:

$$\hat{y}_{t+1} = y_t + (y_t - y_{t-1})$$

ó

$$\hat{y}_{t+1} - y_t = (y_t - y_{t-1})$$

("NaiveII")

(Ec.3.8.2)

- **Coefficiente U de Theil / Theil's U.** En realidad, nos solemos referir así a la segunda aproximación o versión de su coeficiente, normalmente representado por  $U_1$ . Es uno de los factores usados para determinar la exactitud del método de pronóstico escogido. Su interpretación se basa en 3 supuestos:

$$Theil's U(U1) > 1;$$

$$Theil's U(U1) = 1;$$

$$Theil's U(U1) < 1;$$

(Ec.3.8.3)

Si  $U1 > 1$ ; el método de pronóstico escogido es peor que la utilización de modelos ingenuos de pronóstico.

Si  $U1 = 1$ ; modelo empleado igual de preciso que los modelos ingenuos.

Si  $U1 < 1$ ; el modelo de predicción es mejor que los modelos “naive”.

### 3.8.2. Modelos de medias móviles

En apartados anteriores, se mencionó ya este método para obtener una tendencia, haciendo medias móviles para eliminar el resto de componentes.

Hay que decir que el Modelo de Medias Móviles es también un método de suavizado. Se puede obtener una nueva serie que tenga oscilaciones más suaves que la serie original de datos.

Se puede emplear también como método de predicción usando el valor promediado como proyección correspondiente al periodo que le sigue a la última observación. Esto es, en vez de aplicar el valor promediado a la observación central, como hasta ahora; se aplica al valor siguiente.

Sin embargo su uso más extendido, es el de obtener una serie con oscilaciones más suaves que la original para ver de forma más clara el comportamiento de la serie, ya que con este método se elimina la componente irregular; no hacer predicciones.

Como curiosidad a la hora de intentar aplicar este método con el Excel, decir que si vamos a Herramientas/ Análisis de Datos/ Medias Móviles; la fórmula que emplea es la de alisado. Pero al hacer el gráfico (y predicción gráfica), usa el método de proyección, aplicando el valor obtenido al punto siguiente.

### 3.8.3. Modelos de suavizado

- **Modelo simple de suavizado exponencial.** Es un método válido en las ocasiones en las que las series a predecir son no estacionales y no tienen una tendencia constante ni ascendente ni descendente. Este modelo nos permite obtener predicciones basándonos en el cálculo de medias ponderadas de la observación actual y las observaciones pasadas. Para llevar a cabo este cálculo, normalmente damos más peso a las últimas observaciones y de forma gradual, menos peso a las observaciones más alejadas del valor actual. La media a realizar es la siguiente:

$$\bar{y}_t = (1-\alpha)y_t + \alpha(1-\alpha)y_{t-1} + \alpha^2(1-\alpha)y_{t-2} + \dots (\text{Ec.primer a: Suavizado Exponencial})$$

(Ec.3.8.3)

Al tratarse de una media ponderada, la suma de ellas debe ser igual a 1.

$$\sum_{i=0}^{\infty} \alpha^i (1-\alpha) = 1$$

(Ec.3.8.4)

El parámetro  $\alpha$  tomará valores entre 0 y 1.

El procedimiento aplicado produce un suavizado de la serie original  $y_t$ , puesto que la nueva serie suavizada  $\bar{y}_t$  al estar formada por medias ponderadas de valores de la serie original, presentará fluctuaciones más amortiguadas que la primera.

Cuanto más se acerque el valor de  $\alpha$  a 0, más importante es el valor de la última observación.

Si a la ecuación primera de suavizado exponencial la aplicamos al periodo  $t-1$ , lo que obtendremos será:

$$\bar{y}_{t-1} = (1-\alpha)y_{t-1} + \alpha(1-\alpha)y_{t-2} + \alpha^2(1-\alpha)y_{t-3} + \dots$$

**(Ec.3.8.5)**

Acto seguido multiplicamos ambos lados de la ecuación por  $\alpha$ .

$$\alpha \cdot \bar{y}_{t-1} = \alpha(1-\alpha)y_{t-1} + \alpha^2(1-\alpha)y_{t-2} + \alpha^3(1-\alpha)y_{t-3} + \dots$$

**(Ec.3.8.6)**

Restamos a la igualdad anterior la Ecuación primera de suavizado exponencial, entonces obtendremos:

$$\bar{y}_t - \alpha \cdot \bar{y}_{t-1} = (1-\alpha)y_t$$

$(0 < \alpha < 1)$

**(Ec.3.8.7)**

A partir de la ecuación de arriba se puede obtener todos los valores correspondientes a la serie suavizada a partir del valor correspondiente de la serie original y el valor anterior de la serie suavizada.

Nos encontramos con un inconveniente al iniciar los cálculos con el primer dato disponible de la serie. Dado que aún no tenemos ningún  $\bar{y}_{t-1}$  para este valor, no se puede todavía aplicar la fórmula. Lo más usual es aceptar para los primeros valores:

$$\bar{y}_1 = y_1$$

(Ec.3.8.8)

Se puede tomar como hemos hecho arriba simplemente el primer valor de la serie o un promedio de los primeros datos de la serie. De aquí en adelante nos quedaría:

$$\bar{y}_2 = \alpha \cdot \bar{y}_1 + (1 - \alpha) y_2$$

$$\bar{y}_3 = \alpha \cdot \bar{y}_2 + (1 - \alpha) y_3 \dots$$

(Ec.3.8.9)

- **Modelo Holt o Modelo Holt-Winters de suavizado para series sin estacionalidad (o método de Holt).** Está elaborado a partir del método de suavizado exponencial simple. A veces es conocido simplemente como método de Holt, porque fue Winters el autor que introdujo la posibilidad de tratar series con estacionalidad, y Holt, implementó la posibilidad de trabajar con series con tendencia.

Consideramos la tendencia como la diferencia entre el nivel actual y el precedente. Emplearemos 2 ecuaciones en la estimación:

$$\bar{y}_t = A(\bar{y}_{t-1} + T_{t-1}) + (1 - A)y_t$$

$$0 < A < 1$$

(Ec.3.8.10)

$$T_t = B.T_{t-1} + (1 - B) \cdot (\bar{y}_t - \bar{y}_{t-1})$$

$$0 < B < 1$$

(Ec.3.8.11)

Siendo A y B dos contantes de suavizado que pueden tomar valores entre 0 y 1. Pueden ser iguales pero no tienen por qué coincidir.

Básicamente la diferencia con respecto al suavizado exponencial simple es además de la estimación de nivel, se hace una estimación de la tendencia en el momento anterior. Vuelve a plantearse el mismo problema con los valores iniciales, así que para comenzar ante la falta de valores iniciales hacemos:

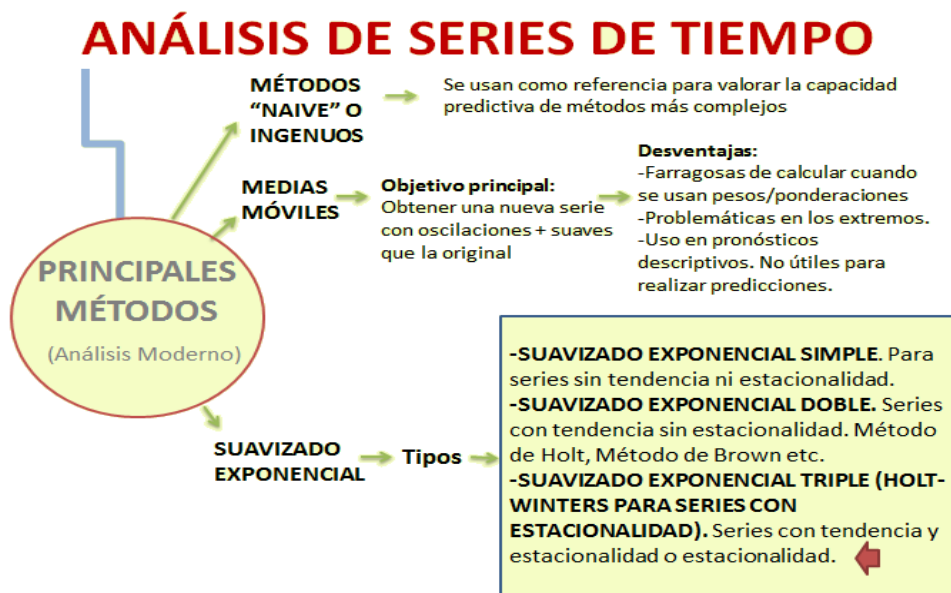
$$\bar{y}_2 = y_2$$

$$\bar{T}_2 = y_2 - y_1$$

(Ec.3.8.12)

- **Modelos Holt Winters para series con estacionalidad.** Tiene a su vez dos variantes, según la serie se acerque más a un modelo aditivo o multiplicativo. Se explica con más detalle a continuación, por ser uno de los modelos más usados.

En el esquema que sigue, se ha pretendido sintetizar los principales procedimientos de proyección del análisis moderno.



Esquema 3.8.1 Principales métodos. Análisis moderno. Elaboración propia.

El método de proyección Holt-Winters que se basa en el alisado exponencial, tiene como objetivo tratar series que presentan tendencia y/o estacionalidad. Holt introdujo la posibilidad de trabajar con series que presentan tendencia y Winters añadió al modelo la posibilidad de tratar series de tipo estacionales, como ya se ha mencionado.

Debido a las características de nuestras series, con estacionalidad clara, usaremos la variante para series con estacionalidad para varios casos.

Volveremos a representar la serie, tanto con las observaciones trimestrales, como mensuales etc., para ver qué modelo se ajusta mejor en cada caso.

### 3.9. CARACTERÍSTICAS DE LA DEMANDA HISTÓRICA DE ELECTRICIDAD EN ESPAÑA.

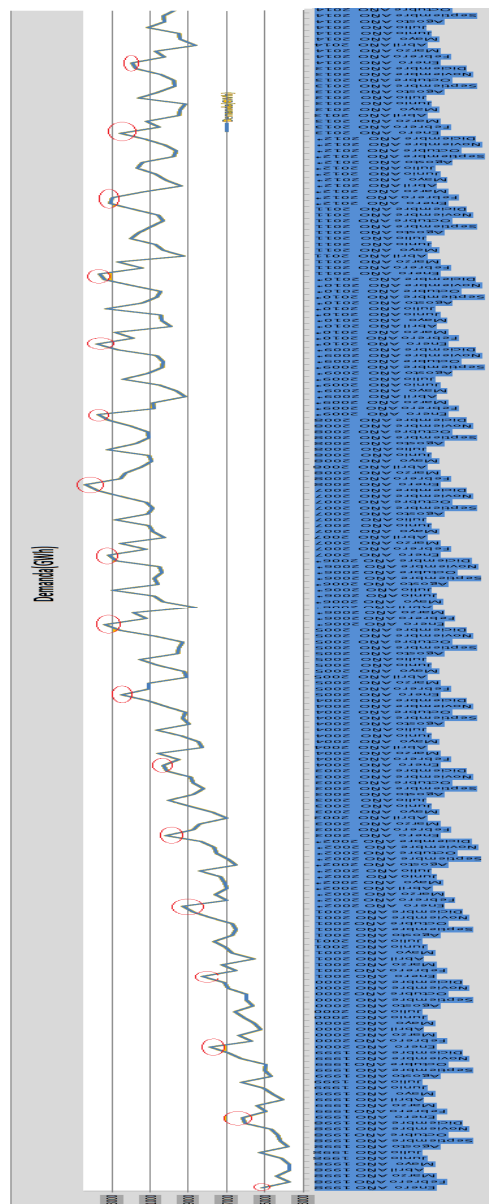


Gráfico 3.9.1 Estacionalidad demanda eléctrica. Mayor consumo Enero. Elaboración propia.



Debido a la gran cantidad de datos, a continuación se vuelve a mostrar por partes:

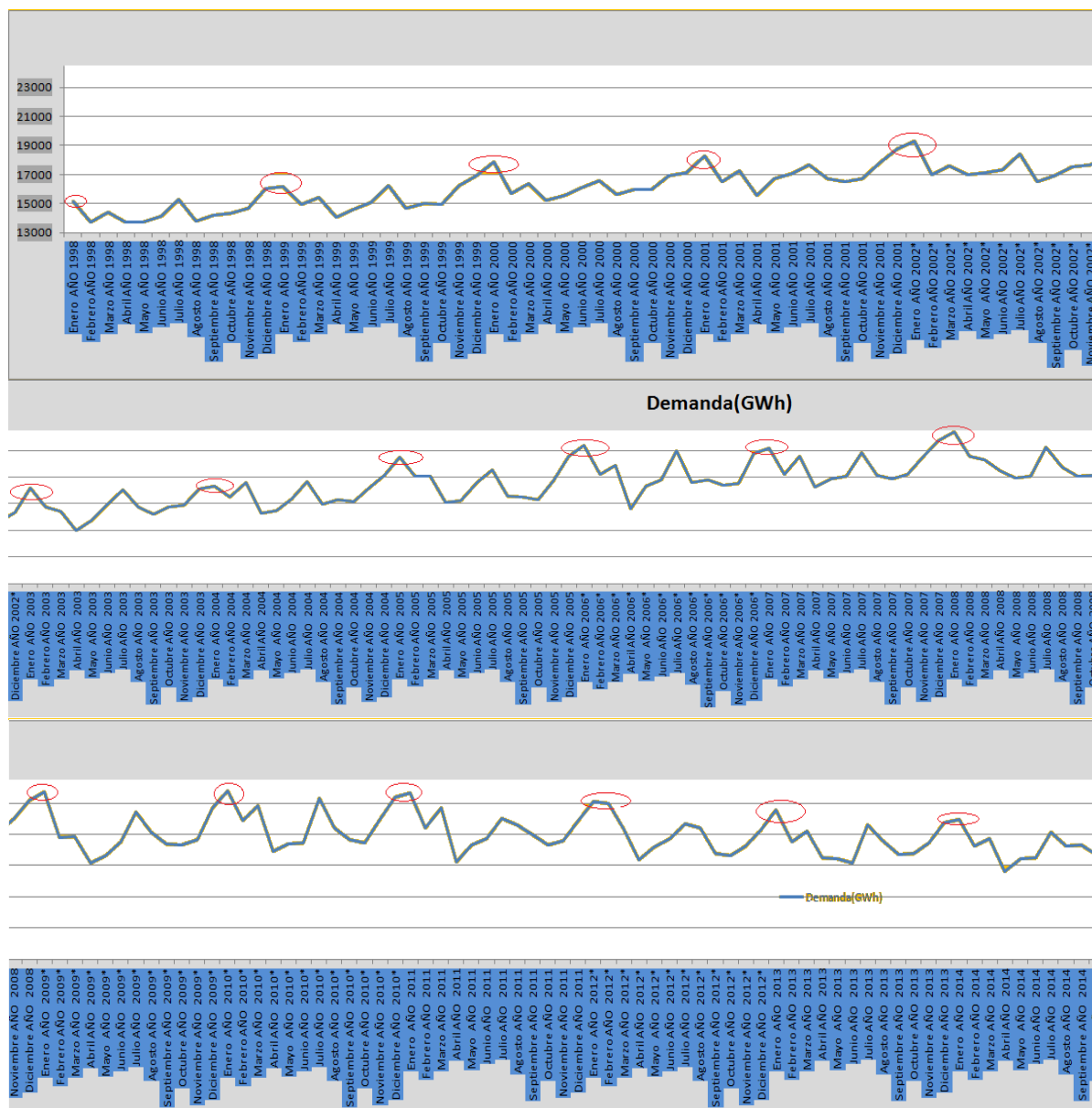


Gráfico 3.9.2 Gráfico estacionalidad demanda eléctrica (por partes). Mayores consumos en Enero.

Se observa una demanda más alta en los meses de invierno marcados con un círculo rojo (enero y diciembre) de cada año y repitiéndose año tras año.

De hecho, si observamos más detenidamente, periódicamente, tenemos mayores consumos en enero y julio cada año, y menores; en los meses de temperaturas más moderadas (abril-mayo) y finales de agosto.

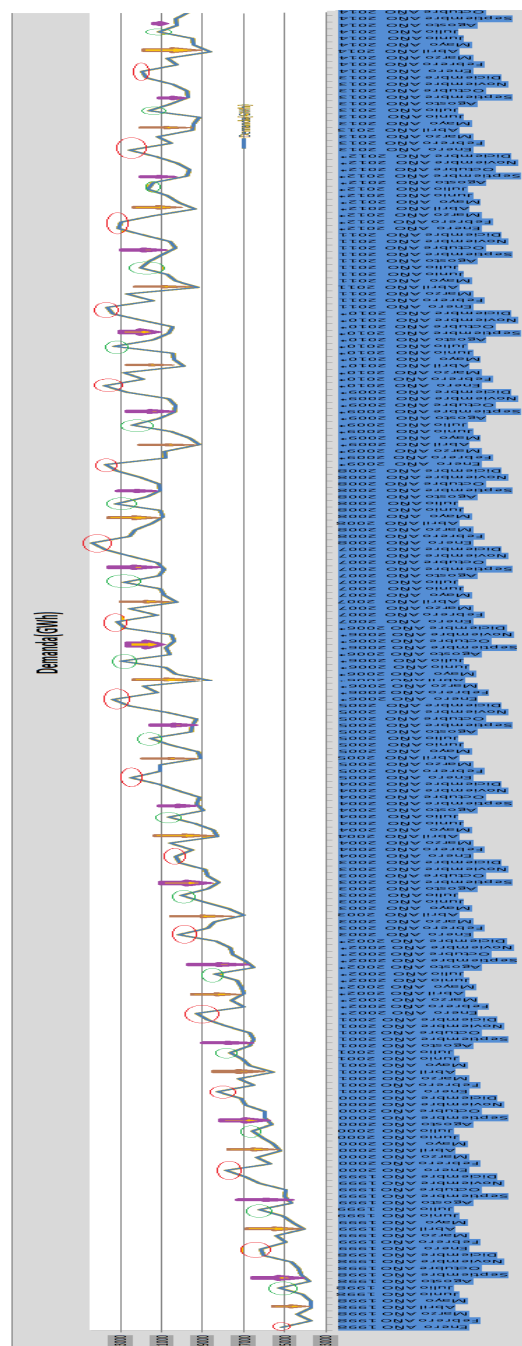


Gráfico 3.9.3 Estacionalidad demanda eléctrica. Mayores y menores consumos.

De nuevo por partes:

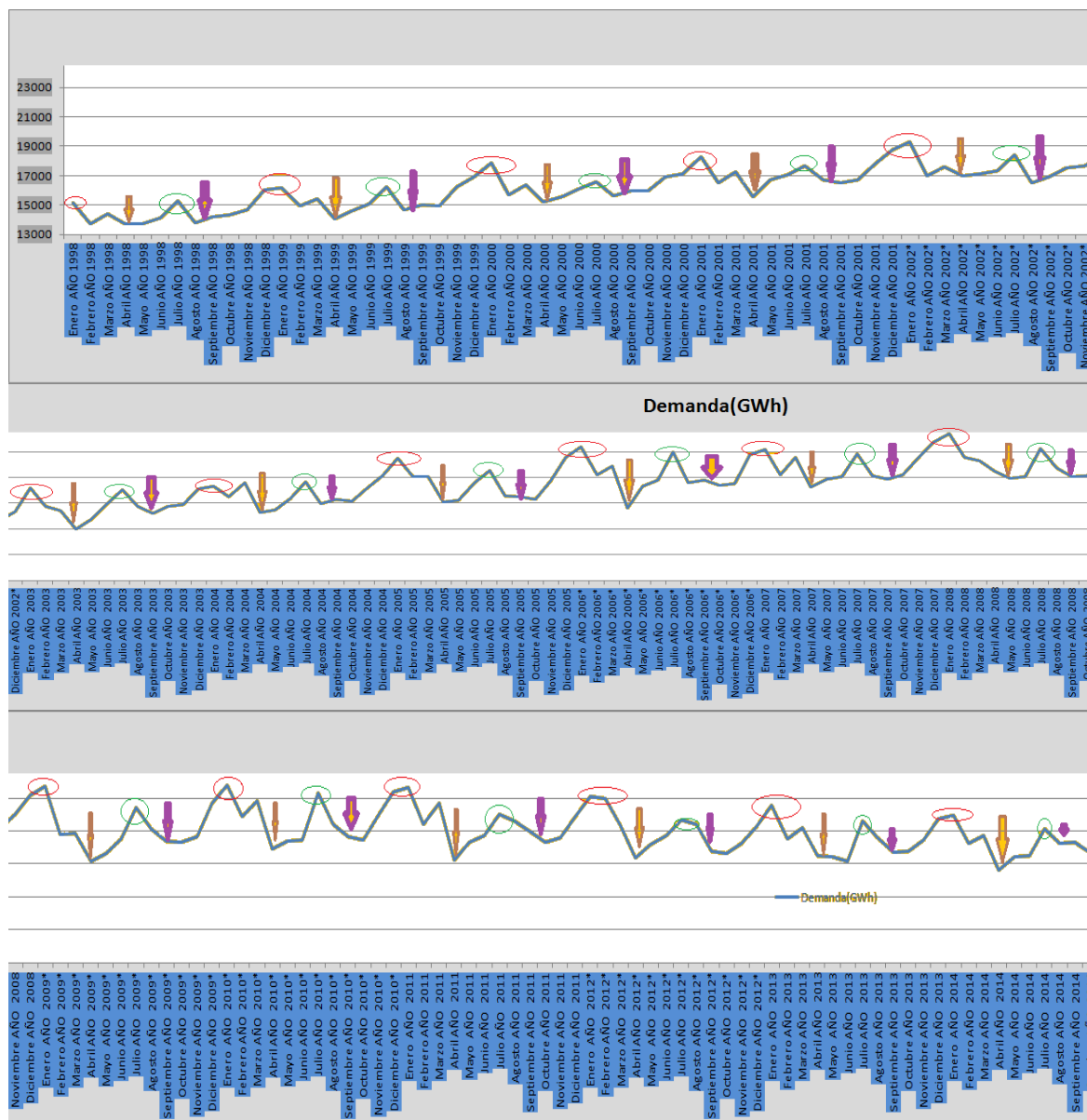


Gráfico 3.9.4 Estacionalidad demanda eléctrica (por partes). Mayores y menores consumos.

Se han representado con flechas los “picos” de menor consumo, y con círculos, los de mayor demanda.

La estacionalidad es clara, y es resultante de la influencia de 2 factores principales, como son la estacionalidad de la actividad económica y el efecto de la temperatura (y climatización).

### **3.10. MODELO DE HOLT-WINTERS CON SUAVIZADO EXPONENCIAL EN SERIES CON ESTACIONALIDAD.**

Teniendo en cuenta la información que conocemos de la serie (con las observaciones mensuales), el método de análisis escogido será el modelo Holt-Winters.

Wintes consideró el componente de estacionalidad, representándolo mediante un factor estacional que llamaremos  $F$ .

$S$ : nº de periodos en los que hemos dividido el año (12 para observaciones mensuales, 4 para agrupaciones trimestrales).

$F_t$ : Considerando el momento  $t$ , es el factor estacional para el correspondiente periodo del año anterior.

$A$ ,  $B$  y  $C$ : Constantes de suavizado, con valores de entre 0 y 1. Normalmente se eligen de forma subjetiva, para no perder la simplicidad de aplicación de este modelo. También existen métodos de cálculo de estas constantes más objetivos, pero que complican tanto el cálculo que hacen que la aplicación de este método, pierda parte de sus ventajas. Tendremos en cuenta que este alumno ha comprobado que para nuestro software,  $\alpha$ ,  $\beta$  y  $\gamma$ , equivalen a  $1-A$ ,  $1-B$  y  $1-C$  respectivamente en las ecuaciones anteriores:

Como primera aproximación diremos que:

- $\alpha, \beta$  y  $\lambda \rightarrow 0$ ; Cuando las predicciones dan más importancia a las predicciones pasadas que a las presentes. Es decir, más memoria tiene el proceso para realizar la estimación y menos pesan las estimaciones recientes.
- $\alpha, \beta$  y  $\lambda \rightarrow 1$ ; Cuando las predicciones dan menos importancia al pasado y más al presente de la serie.

$$\bar{Y}_t = A(\bar{Y}_{t-1} + T_{t-1}) + (1 - A) \frac{Y_t}{F_{t-s}}$$

$$0 < A < 1;$$

$$T_t = BT_{t-1} + (1 - B)(\bar{Y}_t - \bar{Y}_{t-1})$$

$$0 < B < 1$$

$$F_t = CF_{t-s} + (1 - C) \frac{Y_t}{\bar{Y}_t}$$

$$0 < C < 1$$

(Ec.3.10.1)

Observando las fórmulas, nos damos cuenta de que existe el problema de la determinación de los valores iniciales para empezar los cálculos. Teniendo en cuenta que no podemos aplicar la primera fórmula porque nos falta información (datos anteriores); las primeras estimaciones las obtendremos mediante medias móviles de orden el nº de periodos en los que hemos dividido el año (4, 12 etc.).

$$F_t = \frac{1}{2} \left( \frac{Y_{t-s}}{Y_{t-s}^*} + \frac{Y_t}{Y_t^*} \right)$$

$$T = Y^* - Y_{t-1}^*$$

(Ec.3.10.2)

Luego podemos continuar los cálculos, aplicando las fórmulas del modelo.

Para hacer las predicciones usaremos:

$$\begin{aligned}\hat{Y}_{t+1} &= (\bar{Y}_t + T_t)F_{t+1-S} \\ \hat{Y}_{t+2} &= (\bar{Y}_t + 2T_t)F_{t+2-S} \\ &\dots\end{aligned}$$

**(Ec.3.10.3)**

Interesante es también, calcular el error que estamos cometiendo al aplicar este modelo:

$$\begin{aligned}e_t(\text{error}) &= Y_t - \hat{Y}_t \\ e_t^2 &= (Y_t - \hat{Y}_t)^2\end{aligned}$$

**(Ec.3.10.4)**

Las ecuaciones anteriores corresponden a un esquema de agregación multiplicativo, pero cuando el patrón estacional es más o menos constante, conviene usar la variante aditiva.

Las ecuaciones que definen este modelo son análogas, pero para las fórmulas de nivel, se resta el factor estacional, en vez de dividirlo.

$$\begin{aligned}\bar{Y}_t &= A(\bar{Y}_{t-1} + T_{t-1}) + (1 - A)(Y_t - F_{t-S}) \\ 0 &< A < 1; \\ F_t &= CF_{t-S} + (1 - C)(Y_t - \bar{Y}_t) \\ 0 &< C < 1; \\ \hat{Y}_{t+1} &= (\bar{Y}_t + T_t) + F_{t+1-S}\end{aligned}$$

**(Ec.3.10.5)**

La tendencia y demás fórmulas, son iguales para ambas variantes.

### 3.11. APLICACIÓN DE LOS MODELOS AL CASO DE ESTUDIO.

#### 3.11.1. Datos mensuales de demanda. Modelo Holt-Winters.

Dadas las características de los datos mensuales y por trimestres, parece claro que el mejor modelo es el Holt-Winters para series con estacionalidad; existen numerosos complementos y paquetes de tratamiento de series que nos pueden confirmar si nuestro modelo es el más adecuado. En este caso usando el complemento para Excel proForecaster 2014, hemos sometido los datos de demandas mensuales, al análisis por parte de este complemento de Excel.

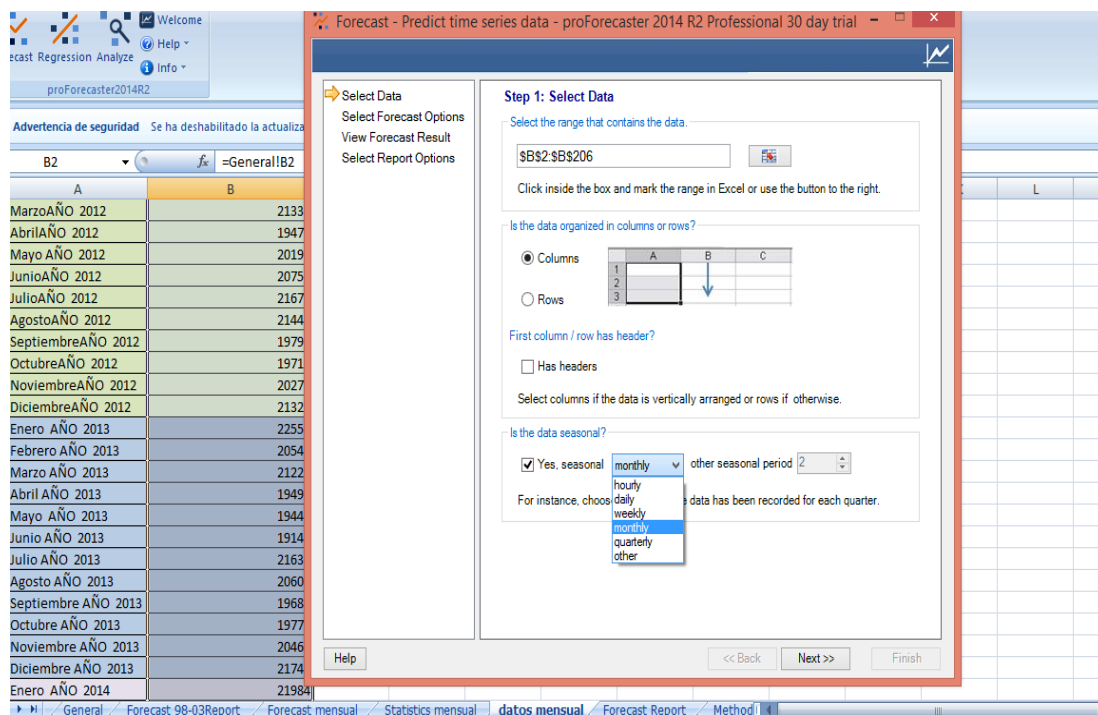
Los pasos que hemos seguido para analizar la serie se muestran a continuación.

Dispongo los datos de las demandas en una hoja de Excel, en este caso, he decidido disponerlos en una columna:

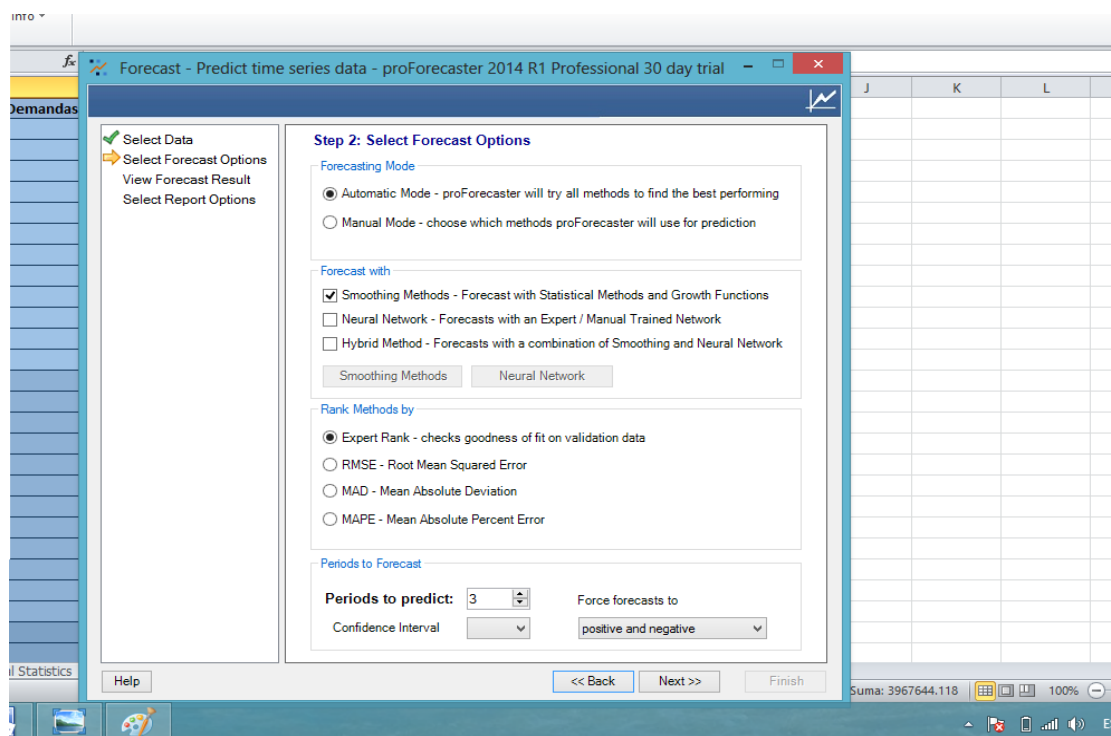
	A	B
148	MarzoAÑO 2010	22810
149	AbrilAÑO 2010	19935
150	MayoAÑO 2010	20423
151	JunioAÑO 2010	20439
152	JulioAÑO 2010	23145
153	AgostoAÑO 2010	21456
154	SeptiembreAÑO 2010	20702
155	OctubreAÑO 2010	20499
156	NoviembreAÑO 2010	22012
157	DiciembreAÑO 2010	23444
158	Enero AÑO 2011	23668
159	Febrero AÑO 2011	21415
160	Marzo AÑO 2011	22737
161	Abril AÑO 2011	19255
162	Mayo AÑO 2011	20347
163	Junio AÑO 2011	20743
164	Julio AÑO 2011	22023
165	Agosto AÑO 2011	21592
166	Septiembre AÑO 2011	21021
167	Octubre AÑO 2011	20339
168	Noviembre AÑO 2011	20615
169	Diciembre AÑO 2011	21877
170	Enero AÑO 2012	23108
171	Febrero AÑO 2012	22060



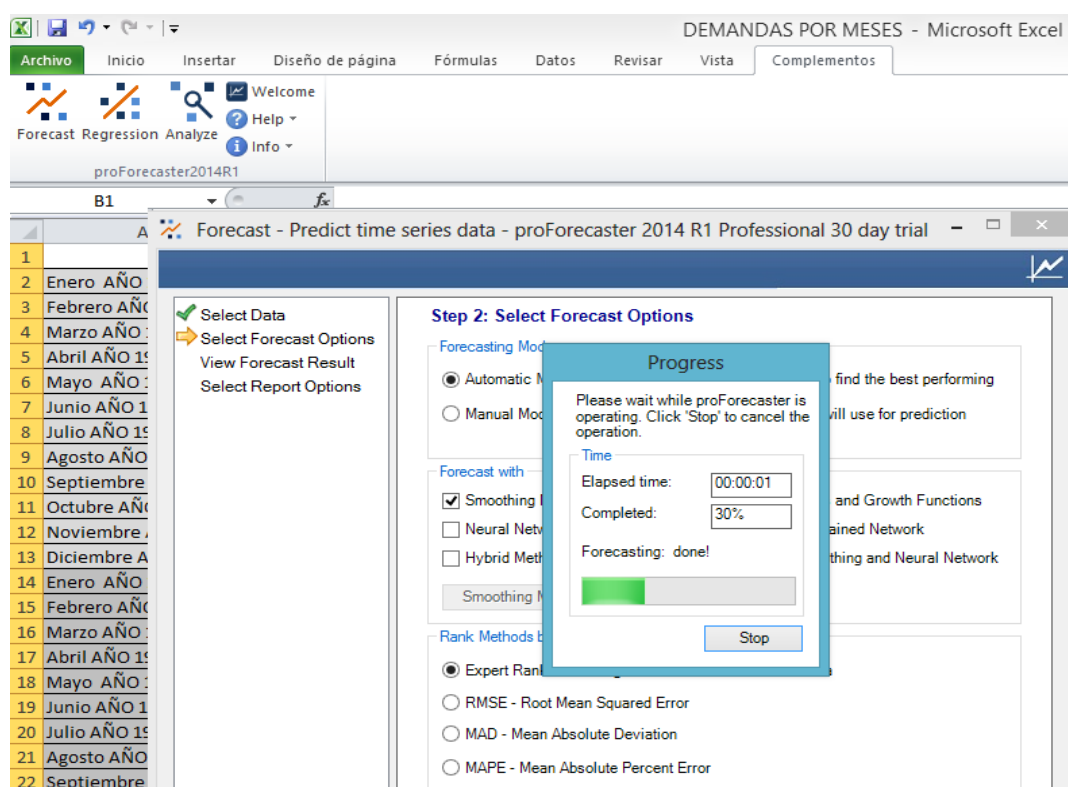
Me voy a la pestaña de Excel de Complementos, para encontrar el Add-in de previsión. Selecciono “Forecast”, y el primer paso es seleccionar el rango de datos que contiene las demandas. En nuestro caso seleccionamos, que los datos contienen un encabezado (el título de la columna de datos), y que los datos se encuentran agrupados por meses; también debemos indicar que los datos están dispuestos en columnas, y no en filas. Si los datos estuvieran dados por trimestres, deberíamos seleccionar quartely, ya que la traducción al castellano, es “por trimestres”.



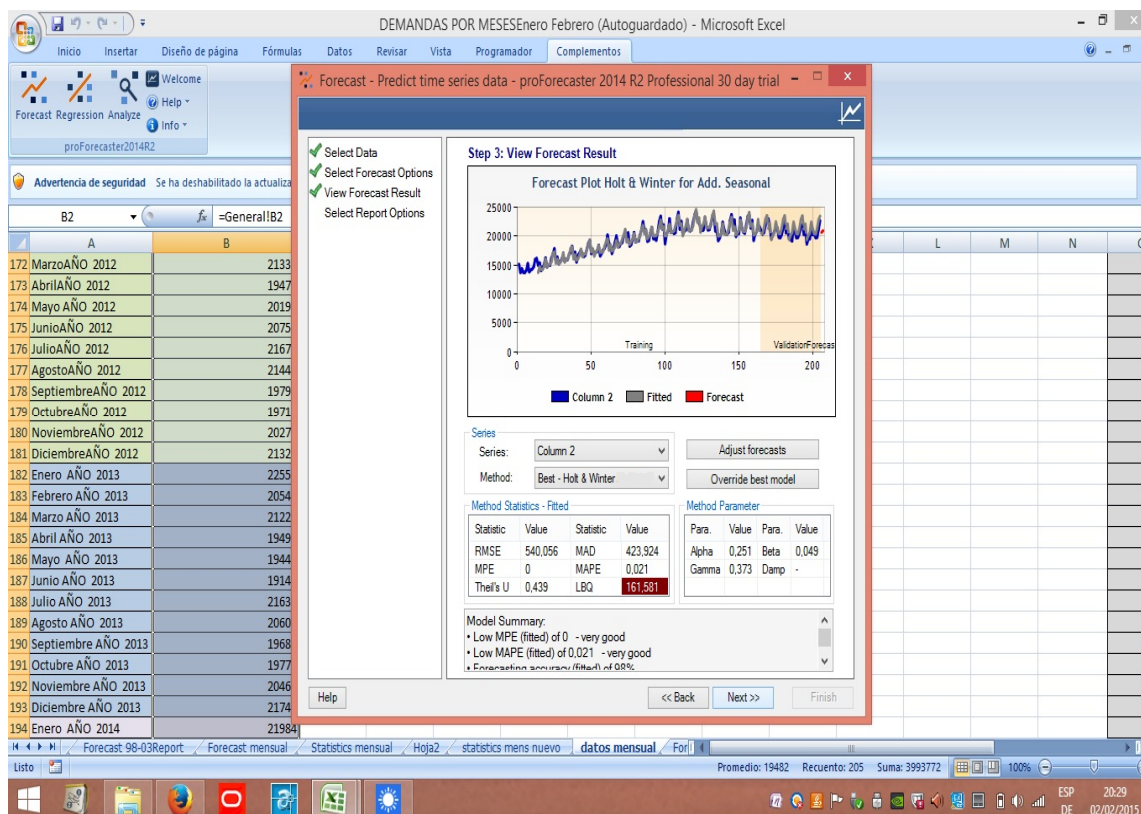
En el siguiente paso, debemos seleccionar el tipo de método escogido para analizar esta serie. Seleccionaremos métodos de alisado, puesto que los métodos de redes neurales y los métodos mixtos, no son objeto del presente trabajo. En este caso dejamos que el software analice automáticamente qué método de alisado se ajusta mejor a esta serie temporal, sin forzarle a escoger ninguno en concreto, aunque podemos pedirle que nos diga que método consigue un tipo de error MAD o MAPE menor o un RMSE más pequeño. Así mismo, le pedimos que nos haga una predicción para los próximos 2 meses, por ejemplo.



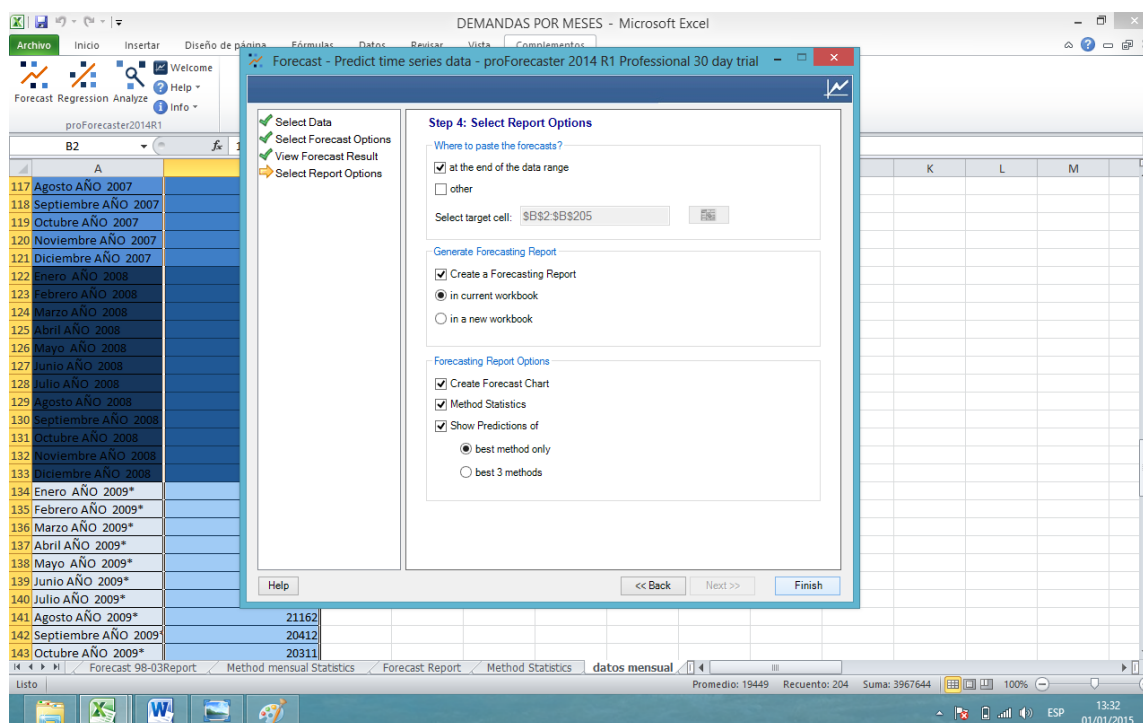
Le damos a siguiente, para que el complemento proceda a analizar la serie y, en apenas en unos segundos, obtendremos los resultados.



En el último paso y antes de crear el informe, ya se visualiza el método que mejor predice el comportamiento de la función. En el caso de la serie de demandas mensuales; como vemos el que mejor se ajuste el método de Holt- Winters en su variante multiplicativa, como ya habíamos sospechado, antes de someterla a análisis.



Por último, le pedimos que nos muestre las proyecciones para los próximos dos periodos al final de los datos, y que nos cree un informe. Podemos pedir que en el informe se muestren los 3 mejores métodos de ajuste, o sólo el mejor de ellos.



Hemos obtenido lo siguiente para nuestra serie de demandas mensuales:

## Method Statistics

Series	Method	Method Rank	RMSE	MAD	MAPE	MPE	Theil U	LBQ	Alpha	Beta	Gamma	Damp
Column 7	Damped for Multi. Seasonal	1	486.501	379.058	0.022	-0.001	0.45	235.048	0.197	0.048	0.35100001	0.99299997
Column 7	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	487.424	380.122	0.022	0	0.451	236.086	0.212	0.047	0.35699999	-
Column 7	Damped for Add. Seasonal	3	493.519	384.955	0.022	-0.001	0.453	265.6496	0.207	0.046	0.382	0.99199998
Column 7	Holt & Winter for Add. Seasonal	4	494.503	384.416	0.022	0	0.453	264.6674	0.208	0.05	0.38499999	-
Column 7	Multiplicative Seasonal Method	5	503.197	395.929	0.023	-0.005	0.469	274.9491	0.31400001	0.41999999	-	-
Column 7	Additive Seasonal Method	6	510.652	400.081	0.023	-0.005	0.472	305.9917	0.31	0.45500001	-	-

Como vemos el método de alisado que mejor se ajusta es el Holt-Winters para series con estacionalidad (modalidad multiplicativa). Obtengo resultados prácticamente iguales con la variedad multiplicativa normal y usando un "damping factor", la modalidad aditiva también podría emplearse, ya que es la tercera en el ranking. Aplicando los dos mejores modelos en el ranking de mejor ajuste (con y sin damping factor respectivamente), obtendríamos:

- RMSE (Root Mean Square Error). Raíz Cuadrada del error cuadrático medio.  $RMSE = 486,501/487,424$ .
- MAD (Mean Absolute Error). Media del error absoluto, mide el promedio de los errores en unidades.  $MAD = 379,058/380,122$ .
- MAPE (Mean Absolute Percent Error). La media del error absoluta en porcentaje es de 0,022.
- MPE (Mean Percentage Error). La media porcentual del error  $\approx 0$ .

El MSE y el RMSE se suelen utilizar para seleccionar el mejor modelo de pronóstico, los demás son de gran utilidad para interpretar el resultado.

Sin embargo, se puede uno percatar de que los datos obtenidos son en general muy buenos, salvo el dato del Ljung-Box LBQ, que es bastante alto y es indicativo de que hay presente autocorrelación. Cuando este valor es alto (respecto a lo que el programa considera un valor crítico), el programa nos lo marca en otro color. Esto puede indicar que las observaciones no son aleatorias e independientes en el tiempo. Este problema suele aparecer cuando estudiamos, por ejemplo las ventas de pilas o baterías para juguetes mensualmente, se da el caso de que normalmente el 60% de las pilas se venden en enero (debido a las compras previas a Reyes). Por tanto, la observación de enero de 2010 puede estar correlacionada con la observación de ventas de baterías de 2011 y con la de enero de 2012 etc.

Con nuestro modelo pasa un poco lo mismo que con las pilas, ya que dijimos que el mayor pico de consumo anual se da en enero de cada año, volviéndose a repetir año tras año. Probablemente este problema desaparezca al estudiar los datos de demandas agrupadas por trimestres.

El programa también es capaz de estimar los mejores valores de A, B y C para esta serie en concreto. Representadas aquí como  $\alpha$ ,  $\beta$  y  $\delta$ .

$$\alpha = 1 - A = 0.197 / 0.212$$

$$\beta = 1 - B = 0.048 / 0.047$$

$$\delta = 1 - C = 0.351 / 0.357$$

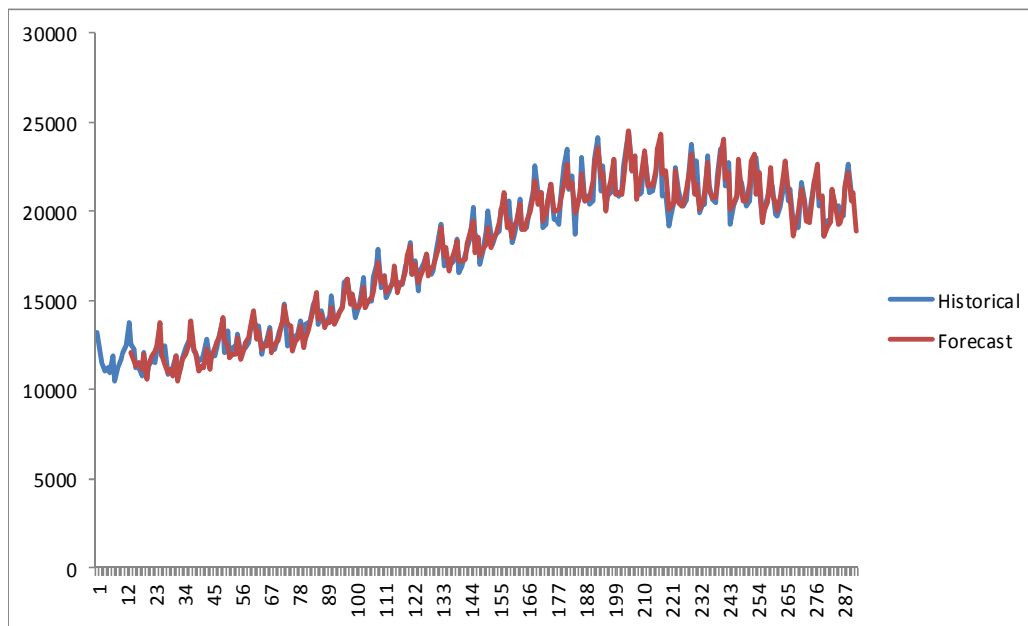
(Ec.3.11.1)

El "damping factor" o factor de amortiguamiento no tiene gran relevancia en este caso, puesto que es prácticamente 1 (0,993).

También podemos visualizar el ajuste de las predicciones obtenidas por el modelo escogido con respecto de los valores reales de la serie:

## Forecast Report

Created by JACQUELINE  
Date 28/02/2015



**Figura 3.11.1 Ajuste predicciones modelo al histórico real (ProForecast2014).**

Gráficamente queda muy patente la bondad del modelo escogido.

Hemos pedido las proyecciones de demanda para Marzo y Abril de 2015; habiendo obtenido los siguientes resultados:



Primero H-W con “damping factor”:

Series	Method	Method R	Time	Date	Observati	Forecasts
Column 7	Damped for Multi. Sei		1	1		13241
Column 7	Damped for Multi. Sei		1	2		12119
Column 7	Damped for Multi. Sei		1	3		11502
Column 7	Damped for Multi. Sei		1	4		11084
Column 7	Damped for Multi. Sei		1	5		11272
Column 7	Damped for Multi. Sei		1	6		10977
Column 7	Damped for Multi. Sei		1	7		11864
Column 7	Damped for Multi. Sei		1	8		10478
Column 7	Damped for Multi. Sei		1	9		11281
Column 7	Damped for Multi. Sei		1	10		11724
Column 7	Damped for Multi. Sei		1	11		12085
Column 7	Damped for Multi. Sei		1	12		12490
Column 7	Damped for Multi. Sei		1	13		13812
Column 7	Damped for Multi. Sei		1	14		12538 12119
Column 7	Damped for Multi. Sei		1	15		12277 11584.0746
Column 7	Damped for Multi. Sei		1	16		11212 11304.4805
Column 7	Damped for Multi. Sei		1	17		11277 11486.7494
Column 7	Damped for Multi. Sei		1	18		10822 11152.7301
Column 7	Damped for Multi. Sei		1	19		12051 11987.4961
Column 7	Damped for Multi. Sei		1	20		10711 10602.1388
Column 7	Damped for Multi. Sei		1	21		11357 11443.1411
Column 7	Damped for Multi. Sei		1	22		11618 11879.6039
Column 7	Damped for Multi. Sei		1	23		11570 12194.5836
Column 7	Damped for Multi. Sei		1	24		12230 12472.4002
Column 7	Damped for Multi. Sei		1	25		13116 13733.1619
Column 7	Damped for Multi. Sei		1	26		11934 12047.8307
Column 7	Damped for Multi. Sei		1	27		12472 11480.745
Column 7	Damped for Multi. Sei		1	28		10906 11039.8396
Column 7	Damped for Multi. Sei		1	29		11102 11165.0493
Column 7	Damped for Multi. Sei		1	30		11219 10821.7292
Column 7	Damped for Multi. Sei		1	31		11919 11898.5131
Column 7	Damped for Multi. Sei		1	32		10786 10526.9968
Column 7	Damped for Multi. Sei		1	33		11207 11334.6736
Column 7	Damped for Multi. Sei		1	34		11807 11706.9999
Column 7	Damped for Multi. Sei		1	35		12334 11988.967

Column 7	Damped for Multi. Se	1	36	12781	12582.0915
Column 7	Damped for Multi. Se	1	37	13150	13863.8219
Column 7	Damped for Multi. Se	1	38	12164	12283.9984
Column 7	Damped for Multi. Se	1	39	12097	12029.804
Column 7	Damped for Multi. Se	1	40	11600	11085.7738
Column 7	Damped for Multi. Se	1	41	11695	11371.244
Column 7	Damped for Multi. Se	1	42	11964	11240.3503
Column 7	Damped for Multi. Se	1	43	12805	12322.1171
Column 7	Damped for Multi. Se	1	44	11645	11071.3676
Column 7	Damped for Multi. Se	1	45	11925	11887.0949
Column 7	Damped for Multi. Se	1	46	11859	12406.7266
Column 7	Damped for Multi. Se	1	47	12236	12664.2854
Column 7	Damped for Multi. Se	1	48	13142	13092.9845
Column 7	Damped for Multi. Se	1	49	13990	14130.4586
Column 7	Damped for Multi. Se	1	50	12092	12791.6733
Column 7	Damped for Multi. Se	1	51	13302	12479.5732
Column 7	Damped for Multi. Se	1	52	11824	11784.5891
Column 7	Damped for Multi. Se	1	53	12406	11938.4942
Column 7	Damped for Multi. Se	1	54	12450	11954.2639
Column 7	Damped for Multi. Se	1	55	13097	12967.1392
Column 7	Damped for Multi. Se	1	56	12092	11630.3019
Column 7	Damped for Multi. Se	1	57	12240	12295.8954
Column 7	Damped for Multi. Se	1	58	12365	12645.5392
Column 7	Damped for Multi. Se	1	59	12612	13009.7664
Column 7	Damped for Multi. Se	1	60	13299	13610.7692
Column 7	Damped for Multi. Se	1	61	13851	14559.992
Column 7	Damped for Multi. Se	1	62	13528	12911.1644
Column 7	Damped for Multi. Se	1	63	13540	13307.6022
Column 7	Damped for Multi. Se	1	64	11994	12240.5699
Column 7	Damped for Multi. Se	1	65	12493	12469.0005
Column 7	Damped for Multi. Se	1	66	12788	12400.7052
Column 7	Damped for Multi. Se	1	67	13523	13304.9817
Column 7	Damped for Multi. Se	1	68	12236	12044.9428
Column 7	Damped for Multi. Se	1	69	12311	12514.9634
Column 7	Damped for Multi. Se	1	70	12886	12770.6377

Column 7	Damped for Multi. Sei	1	71	13264	13185.2754
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	72	13831	13926.8078
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	73	14787	14838.5705
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	74	12499	13652.1238
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	75	12939	13586.9638
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	76	12933	12193.871
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	77	13069	12694.3936
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	78	13048	12796.0994
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	79	13838	13638.9378
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	80	12964	12338.3008
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	81	13633	12792.0984
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	82	13744	13371.161
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	83	13889	13857.9138
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	84	14837	14587.0223
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	85	15175	15648.168
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	86	13704	14000.2081
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	87	14383	14284.5775
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	88	13715	13384.9782
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	89	13716	13741.2533
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	90	14104	13746.344
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	91	15287	14668.3677
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	92	13818	13495.5991
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	93	14169	13993.2483
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	94	14305	14337.6606
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	95	14701	14673.8676
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	96	16003	15516.8996
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	97	16171	16479.66
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	98	14972	14826.703
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	99	15407	15356.6998
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	100	14035	14464.0605
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	101	14640	14588.7628
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	102	15061	14730.7403
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	103	16265	15784.6094
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	104	14649	14421.0916
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	105	14994	14885.8354

Column 7	Damped for Multi. Sei	1	106	14951	15175.9939
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	107	16258	15512.8354
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	108	16951	16697.8745
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	109	17848	17436.9629
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	110	15689	15958.3573
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	111	16383	16419.4638
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	112	15202	15310.3813
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	113	15566	15667.7764
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	114	16093	15880.5913
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	115	16575	17031.244
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	116	15631	15321.9445
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	117	16002	15790.7143
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	118	15964	16017.5921
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	119	16922	16702.0168
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	120	17134	17690.8079
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	121	18290	18336.5541
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	122	16494	16493.4732
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	123	17243	17086.4979
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	124	15533	15937.4355
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	125	16693	16241.8871
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	126	17087	16660.091
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	127	17645	17702.7098
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	128	16749	16212.7052
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	129	16490	16720.0122
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	130	16702	16787.4318
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	131	17775	17576.4407
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	132	18784	18371.9028
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	133	19331	19410.2399
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	134	16985	17470.623
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	135	17622	18045.5251
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	136	17000	16556.1259
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	137	17172	17306.6105
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	138	17361	17615.4184
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	139	18454	18412.2072
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	140	16568	17045.3677

Column 7	Damped for Multi. Sei	1	141	16983	17125.6542
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	142	17646	17239.8186
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	143	17885	18224.1302
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	144	18509	18978.682
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	145	20206	19693.1246
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	146	18769	17692.4115
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	147	18425	18614.279
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	148	17004	17365.0649
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	149	17751	17800.1331
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	150	18913	18092.7505
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	151	20073	19226.1871
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	152	18736	17798.875
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	153	18193	18290.9594
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	154	18747	18610.0126
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	155	18898	19397.3575
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	156	20135	20154.5065
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	157	20334	21337.7335
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	158	19482	19084.5196
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	159	20594	19535.7128
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	160	18262	18412.0068
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	161	18519	19031.7168
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	162	19384	19521.4858
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	163	20653	20526.085
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	164	18987	18900.8709
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	165	19300	18921.1389
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	166	19135	19408.1121
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	167	20212	19943.0058
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	168	21138	21024.0718
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	169	22530	21989.128
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	170	21053	20344.2115
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	171	21104	21085.5599
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	172	19100	19329.926
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	173	19256	19859.3023
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	174	20563	20471.9811
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	175	21573	21656.7062

Column 7	Damped for Multi. Sei	1	176	19584	19893.369
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	177	19539	19918.2303
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	178	19278	20070.3045
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	179	20703	20664.6844
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	180	22541	21667.9608
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	181	23459	22928.7374
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	182	21262	21256.5074
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	183	21975	21658.5003
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	184	18687	19823.6667
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	185	20380	20055.8603
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	186	20850	21059.2041
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	187	23038	22145.8114
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	188	20603	20444.1885
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	189	20839	20540.2717
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	190	20448	20715.2592
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	191	20584	21703.7933
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	192	22896	22757.283
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	193	24159	23797.6989
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	194	21183	21876.9382
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	195	22566	22222.8375
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	196	20261	19914.4824
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	197	20864	20880.651
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	198	21080	21687.8328
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	199	22852	23037.5228
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	200	21112	20860.715
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	201	20899	21000.5114
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	202	21214	20917.3004
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	203	22512	21774.1461
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	204	23734	23608.7516
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	205	24433	24749.6545
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	206	22547	22324.9312
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	207	22312	23178.187
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	208	21496	20561.2665
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	209	20951	21567.3798
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	210	21081	22101.0827

Column 7	Damped for Multi. Sei	1	211	23240	23516.2719
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	212	21730	21390.0548
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	213	21082	21439.1197
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	214	21124	21407.8003
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	215	22047	22269.4906
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	216	23164	23722.1725
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	217	23771	24567.4139
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	218	20885	22182.363
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	219	20926	22367.9388
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	220	19228	20151.9228
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	221	19642	20268.8789
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	222	20540	20588.376
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	223	22425	22253.9093
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	224	21149	20424.3196
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	225	20401	20312.9665
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	226	20325	20342.1914
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	227	20644	21188.4617
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	228	22725	22364.3268
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	229	23751	23240.8396
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	230	21911	21023.0541
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	231	22816	21578.7943
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	232	19935	20038.0415
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	233	20423	20429.2866
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	234	20439	21078.7971
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	235	23145	22749.3843
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	236	21456	21107.8575
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	237	20702	20756.7854
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	238	20499	20748.7286
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	239	22012	21431.5462
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	240	23444	23161.3232
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	241	23668	24121.7514
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	242	21415	21787.453
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	243	22737	22203.761
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	244	19255	20134.4666
Column 7	Damped for Multi. Sei	1	245	20347	20393.3938

Column 7	Damped for Multi. Se.	1	246	20743	20847.8891
Column 7	Damped for Multi. Se.	1	247	22023	22919.1585
Column 7	Damped for Multi. Se.	1	248	21592	21011.576
Column 7	Damped for Multi. Se.	1	249	21021	20586.2474
Column 7	Damped for Multi. Se.	1	250	20339	20614.1474
Column 7	Damped for Multi. Se.	1	251	20615	21515.8446
Column 7	Damped for Multi. Se.	1	252	21877	22822.3844
Column 7	Damped for Multi. Se.	1	253	23108	23279.8297
Column 7	Damped for Multi. Se.	1	254	22990	21057.1665
Column 7	Damped for Multi. Se.	1	255	21331	22170.0157
Column 7	Damped for Multi. Se.	1	256	19477	19465.359
Column 7	Damped for Multi. Se.	1	257	20191	20117.4483
Column 7	Damped for Multi. Se.	1	258	20752	20565.9472
Column 7	Damped for Multi. Se.	1	259	21671	22446.4989
Column 7	Damped for Multi. Se.	1	260	21448	20985.1936
Column 7	Damped for Multi. Se.	1	261	19799	20495.7503
Column 7	Damped for Multi. Se.	1	262	19717	20090.3089
Column 7	Damped for Multi. Se.	1	263	20270	20759.473
Column 7	Damped for Multi. Se.	1	264	21328	22088.6657
Column 7	Damped for Multi. Se.	1	265	22553	22770.6556
Column 7	Damped for Multi. Se.	1	266	20549	21142.3329
Column 7	Damped for Multi. Se.	1	267	21222	20940.3984
Column 7	Damped for Multi. Se.	1	268	19498	18754.6875
Column 7	Damped for Multi. Se.	1	269	19447	19532.179
Column 7	Damped for Multi. Se.	1	270	19144	19947.8608
Column 7	Damped for Multi. Se.	1	271	21638	21265.3218
Column 7	Damped for Multi. Se.	1	272	20608	20392.5156
Column 7	Damped for Multi. Se.	1	273	19680	19539.8636
Column 7	Damped for Multi. Se.	1	274	19772	19383.7697
Column 7	Damped for Multi. Se.	1	275	20462	20149.0379
Column 7	Damped for Multi. Se.	1	276	21741	21541.1132
Column 7	Damped for Multi. Se.	1	277	21984	22571.7547
Column 7	Damped for Multi. Se.	1	278	20279	20788.0741
Column 7	Damped for Multi. Se.	1	279	20764	20857.2322
Column 7	Damped for Multi. Se.	1	280	18644	18755.0598
Column 7	Damped for Multi. Se.	1	281	19472	19119.7035
Column 7	Damped for Multi. Se.	1	282	19523	19414.7348
Column 7	Damped for Multi. Se.	1	283	21122	21242.0572
Column 7	Damped for Multi. Se.	1	284	20246	20243.7208
Column 7	Damped for Multi. Se.	1	285	20317	19342.3537
Column 7	Damped for Multi. Se.	1	286	19726	19431.8999
Column 7	Damped for Multi. Se.	1	287	19786	20165.1275
Column 7	Damped for Multi. Se.	1	288	21296	21379.8322
Column 7	Damped for Multi. Se.	1	289	22674	22123.6275
Column 7	Damped for Multi. Se.	1	290	21055	20601.4567
Column 7	Damped for Multi. Se.	1	291		21000.4835
Column 7	Damped for Multi. Se.	1	292		18906.5376



Ahora sin “damping factor”:

Column 7	Holt & Winter for Mul	2	1	13241	
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	2	12119	
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	3	11502	
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	4	11084	
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	5	11272	
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	6	10977	
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	7	11864	
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	8	10478	
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	9	11281	
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	10	11724	
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	11	12085	
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	12	12490	
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	13	13812	
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	14	12538	12119
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	15	12277	11590.268
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	16	11212	11319.7688
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	17	11277	11498.0301
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	18	10822	11158.5863
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	19	12051	11987.19
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	20	10711	10602.8868
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	21	11357	11445.7523
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	22	11618	11880.5873
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	23	11570	12191.4004
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	24	12230	12459.869
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	25	13116	13717.8937
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	26	11934	12028.1814
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	27	12472	11461.8704
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	28	10906	11038.1178
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	29	11102	11163.0143
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	30	11219	10820.803
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	31	11919	11906.2267
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	32	10786	10532.5894
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	33	11207	11343.5486
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	34	11807	11713.0554
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	35	12334	11996.8687

Column 7	Holt & Winter for Mul	2	36	12781	12596.9379
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	37	13150	13880.8915
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	38	12164	12287.8279
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	39	12097	12027.9983
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	40	11600	11079.4944
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	41	11695	11375.6501
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	42	11964	11249.8854
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	43	12805	12342.362
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	44	11645	11092.8796
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	45	11925	11914.5489
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	46	11859	12432.5125
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	47	12236	12678.2831
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	48	13142	13099.3644
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	49	13990	14138.3362
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	50	12092	12800.7665
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	51	13302	12475.2827
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	52	11824	11788.7334
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	53	12406	11941.7499
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	54	12450	11964.1301
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	55	13097	12982.1574
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	56	12092	11643.0933
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	57	12240	12314.1317
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	58	12365	12664.2236
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	59	12612	13026.8813
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	60	13299	13623.7546
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	61	13851	14568.6892
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	62	13528	12913.6497
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	63	13540	13322.6065
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	64	11994	12249.486
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	65	12493	12472.5948
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	66	12788	12402.9479
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	67	13523	13311.4937
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	68	12236	12053.6522
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	69	12311	12525.1802
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	70	12886	12781.3364

Column 7	Holt & Winter for Mul	2	71	13264	13203.6269
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	72	13831	13951.0333
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	73	14787	14863.0491
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	74	12499	13677.5839
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	75	12939	13590.4371
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	76	12933	12184.0173
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	77	13069	12699.9688
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	78	13048	12805.9702
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	79	13838	13649.0982
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	80	12964	12348.9871
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	81	13633	12811.0414
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	82	13744	13406.231
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	83	13889	13899.3724
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	84	14837	14629.6367
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	85	15175	15695.5152
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	86	13704	14036.3253
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	87	14383	14317.4163
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	88	13715	13411.2948
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	89	13716	13766.2766
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	90	14104	13765.0436
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	91	15287	14688.4314
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	92	13818	13519.4137
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	93	14169	14016.472
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	94	14305	14362.6756
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	95	14701	14700.5746
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	96	16003	15548.7647
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	97	16171	16522.9487
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	98	14972	14865.7855
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	99	15407	15402.1148
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	100	14035	14501.821
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	101	14640	14613.1228
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	102	15061	14752.9863
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	103	16265	15808.2298
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	104	14649	14445.2323
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	105	14994	14909.4082

Column 7	Holt & Winter for Mul	2	106	14951	15201.2994
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	107	16258	15537.9567
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	108	16951	16740.7974
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	109	17848	17485.0271
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	110	15689	16013.1002
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	111	16383	16471.9287
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	112	15202	15355.0901
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	113	15566	15708.215
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	114	16093	15915.4456
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	115	16575	17064.8574
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	116	15631	15340.6128
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	117	16002	15812.4346
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	118	15964	16043.8858
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	119	16922	16731.9816
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	120	17134	17726.3123
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	121	18290	18365.8343
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	122	16494	16526.5748
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	123	17243	17127.7518
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	124	15533	15978.8624
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	125	16693	16277.5045
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	126	17087	16702.3113
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	127	17645	17747.974
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	128	16749	16249.3564
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	129	16490	16759.9467
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	130	16702	16821.0792
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	131	17775	17611.966
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	132	18784	18411.2804
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	133	19331	19461.3231
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	134	16985	17517.9818
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	135	17622	18089.7454
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	136	17000	16591.1969
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	137	17172	17352.8717
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	138	17361	17655.9748
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	139	18454	18445.2663
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	140	16568	17075.8565
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	141	16983	17144.3784
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	142	17646	17259.519
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	143	17885	18255.8603
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	144	18509	19005.5854
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	145	20206	19716.9408

Column 7	Holt & Winter for Mul	2	146	18769	17727.883
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	147	18425	18675.1445
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	148	17004	17417.6486
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	149	17751	17845.5077
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	150	18913	18135.5972
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	151	20073	19280.9975
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	152	18736	17856.7585
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	153	18193	18357.3845
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	154	18747	18668.9983
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	155	18898	19454.677
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	156	20135	20202.0049
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	157	20334	21387.365
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	158	19482	19113.3142
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	159	20594	19574.1133
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	160	18262	18467.3229
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	161	18519	19085.7765
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	162	19384	19565.3643
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	163	20653	20563.8177
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	164	18987	18934.126
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	165	19300	18953.0232
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	166	19135	19449.2106
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	167	20212	19980.6153
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	168	21138	21071.3836
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	169	22530	22041.5058
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	170	21053	20401.8799
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	171	21104	21150.5278
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	172	19100	19385.553
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	173	19256	19913.9184
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	174	20563	20518.7535
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	175	21573	21703.3052
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	176	19584	19930.8848
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	177	19539	19947.936
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	178	19278	20095.7951
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	179	20703	20682.3259
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	180	22541	21692.7162

Column 7	Holt & Winter for Mul	2	181	23459	22973.7026
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	182	21262	21306.1915
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	183	21975	21704.654
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	184	18687	19870.9662
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	185	20380	20090.045
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	186	20850	21106.4473
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	187	23038	22188.6423
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	188	20603	20494.0402
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	189	20839	20589.1983
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	190	20448	20767.9075
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	191	20584	21754.9765
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	192	22896	22789.0753
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	193	24159	23830.9193
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	194	21183	21912.8868
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	195	22566	22247.2759
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	196	20261	19944.4699
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	197	20864	20927.6385
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	198	21080	21736.9242
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	199	22852	23076.4868
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	200	21112	20889.2797
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	201	20899	21033.3454
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	202	21214	20949.3635
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	203	22512	21817.4914
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	204	23734	23670.1178
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	205	24433	24806.8065
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	206	22547	22366.7912
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	207	22312	23224.6395
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	208	21496	20587.3979
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	209	20951	21615.7629
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	210	21081	22141.1478
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	211	23240	23543.4861
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	212	21730	21409.6434
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	213	21082	21464.2143
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	214	21124	21428.9446
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	215	22047	22290.4991

Column 7	Holt & Winter for Mul	2	216	23164	23743.6342
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	217	23771	24581.0795
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	218	20885	22187.1378
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	219	20926	22357.7168
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	220	19228	20130.3199
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	221	19642	20241.5508
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	222	20540	20565.911
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	223	22425	22244.2537
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	224	21149	20422.0641
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	225	20401	20323.0408
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	226	20325	20356.6445
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	227	20644	21205.5647
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	228	22725	22374.2726
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	229	23751	23258.5259
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	230	21911	21047.8002
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	231	22816	21620.1279
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	232	19935	20093.0531
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	233	20423	20476.4968
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	234	20439	21123.446
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	235	23145	22781.0672
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	236	21456	21134.3067
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	237	20702	20777.8319
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	238	20499	20766.0559
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	239	22012	21444.4218
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	240	23444	23185.8747
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	241	23668	24146.0458
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	242	21415	21798.9884
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	243	22737	22207.8362
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	244	19255	20146.7916
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	245	20347	20394.4397
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	246	20743	20853.8073
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	247	22023	22928.9319
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	248	21592	21003.1436
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	249	21021	20584.0231
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	250	20339	20620.5949

Column 7	Holt & Winter for Mul	2	251	20615	21519.3453
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	252	21877	22810.5247
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	253	23108	23253.8037
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	254	22990	21037.5716
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	255	21331	22185.7097
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	256	19477	19464.4197
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	257	20191	20123.5159
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	258	20752	20575.5683
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	259	21671	22462.6642
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	260	21448	20986.5198
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	261	19799	20496.7448
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	262	19717	20078.8066
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	263	20270	20746.0582
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	264	21328	22071.8259
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	265	22553	22745.2998
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	266	20549	21117.7291
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	267	21222	20903.0441
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	268	19498	18733.2013
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	269	19447	19529.2257
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	270	19144	19945.0414
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	271	21638	21251.1411
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	272	20608	20389.0346
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	273	19680	19532.7796
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	274	19772	19380.4087
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	275	20462	20153.47
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	276	21741	21552.0122
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	277	21984	22585.6505
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	278	20279	20786.5273
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	279	20764	20841.3605
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	280	18644	18738.5159
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	281	19472	19100.8631
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	282	19523	19404.5337
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	283	21122	21237.8244
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	284	20246	20236.6282
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	285	20317	19329.3794
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	286	19726	19434.4771
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	287	19786	20170.0016
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	288	21296	21377.2182
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	289	22674	22120.4417
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	290	21055	20606.9203
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	291		21008.916
Column 7	Holt & Winter for Mul	2	292		18916.8643



$$\hat{Y}_{t+1}(\text{Marzo}2015) = 21000\text{GWh} / 21009\text{GWh}$$

$$\hat{Y}_{t+2} = (\text{Abril}2015) = 18907\text{GWh} / 18917\text{GWh}$$

(Ec.3.11.2)

### 3.11.2. Datos trimestrales de demanda. Modelo Holt-Winters.

Representamos ahora las demandas en intervalos trimestrales:

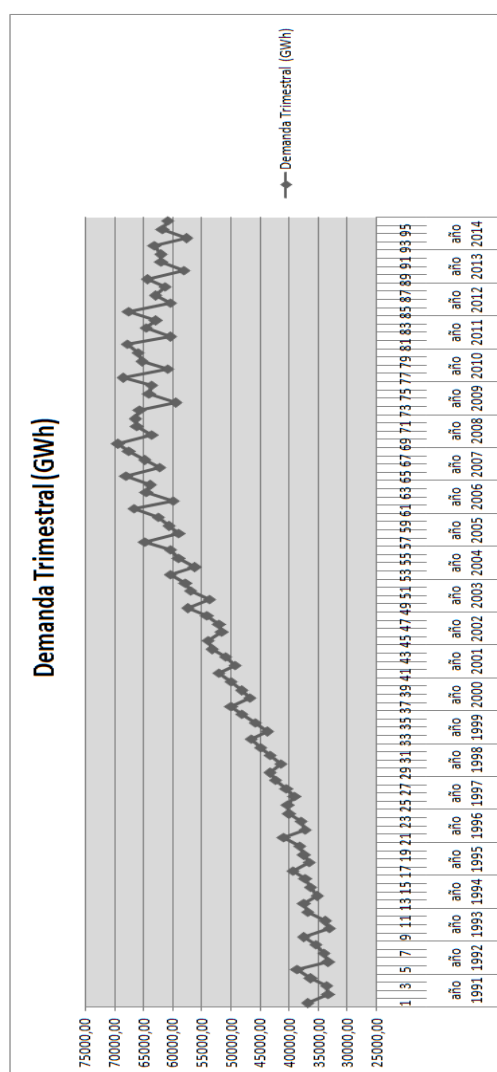


Gráfico 3.11.1 Estacionalidad demanda eléctrica trimestral. Elaboración propia

Al representar la serie, queda manifiesto que la demanda sube en el primer trimestre de cada año, bajando en el segundo y volviendo a subir. Produciéndose esta oscilación de manera reconocible, año tras año. Cuando una serie temporal cuenta con gran cantidad de datos; la agrupación de éstos en trimestres, cuatrimestres etc. es una práctica muy habitual. El hecho de que un modelo sea el que se ajuste mejor a las demandas mensuales, no indica obligatoriamente, que sea el que mejor se adapta a las demandas agrupadas en trimestres. Hay que tener en cuenta la influencia del nivel de agregación/desagregación de los datos en el pronóstico de la serie. El nivel de agregación más adecuado, es objeto por si sólo de un completísimo análisis y existen procesos analíticos que se encargan de hallar los intervalos más adecuados.

Esto nos lleva una vez más a intuir que entre los modelos de pronóstico más adecuados, se encuentra de nuevo, el modelo de Holt-Winters de triple parámetro.

Usando el software de análisis, encontramos una vez más que entre los 3 métodos más adecuados de tratamiento de la serie, se encuentra Holt-Winters, en su variante multiplicativa.

Modalidad multiplicativa (mejor predicción con y sin "damping factor"):

#### Method Statistics

Series	Method	Method Rank	RMSE	MAD	MAPE	MPE	Theil U	LBQ	Alpha	Beta	Gamma	Damp
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	1150,752	893,093	0,017	-0,002	0,385	60,46058	0,43700001	0,15800001	0,52600002	0,977
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	1156,699	899,623	0,017	0	0,384	60,5015	0,44100001	0,163	0,53600001	-
Column 3	Damped for Add. Seasonal	3	1156,8	909,134	0,017	-0,002	0,383	63,55909	0,433	0,163	0,56300002	0,977
Column 3	Holt & Winter for Add. Seasonal	4	1162,794	922,425	0,018	0	0,383	63,34795	0,44100001	0,164	0,56699997	-
Column 3	Multiplicative Seasonal Method	5	1267,333	1018,239	0,02	-0,008	0,434	90,62354	0,67699999	0,92799997	-	-
Column 3	Additive Seasonal Method	6	1271,847	1023,713	0,02	-0,008	0,432	94,06359	0,67199999	0,986	-	-
Column 3	Double Moving Average	7	2107,208	1670,5	0,031	0	0,658	534,0014	-	-	-	-
Column 3	Polynomial Growth	8	2112,124	1682,352	0,032	0,002	0,669	632,3625	-	-	-	-
Column 3	Linear Exponential Smoothing	9	2325,814	1861,038	0,036	0,001	0,749	616,7355	0,148	0,31299999	-	-

En este caso los errores obtenidos para este serie por el Método H-W variedad multiplicativa (damped/H-Wmult común) son:

- MPE=0,002/ $\approx$ 0.
- MAPE=0,017.
- MAD=893,093/899,623 GWh

Obteniéndose un RMSE bastante bajo.

Valores óptimos de A, B y C; representados como  $\alpha$ ,  $\beta$  y  $\delta$ .

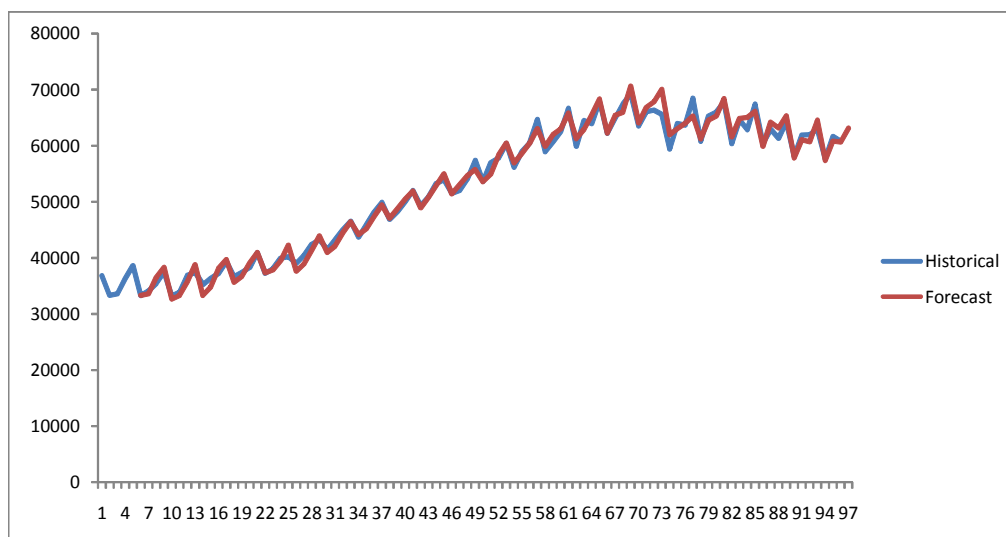
$$\begin{aligned}\alpha &= 0.437 / 0.441 \\ \beta &= 0.158 / 0.163 \\ \delta &= 0.526 / 0.536 \\ &(\text{Ec.3.11.3})\end{aligned}$$

Veamos también la representación gráfica del ajuste de las proyecciones al modelo real del modelo HW (estacional y multiplicativo):

## Forecast Report

Created by JACQUELINE

Date 22/01/2015



**Gráfico 3.11.2 Ajuste modelo HW predicciones trimestrales**

Pese a que sigue habiendo presente estacionalidad, con este nivel de agregación de los datos (por trimestres), hemos conseguido que todos los errores sigan estando en rangos muy buenos, y el LBQ ha bajado considerablemente, siendo ahora aceptable para los criterios del proForecaster.

La predicción para el primer trimestre de 2015, es la siguiente:

### Previsión mediante H-W multiplicativo “Amortiguado”

Series	Method	Method R	Time	Date	Observati	Forecasts
Column 3	Damped for Multi. Seasonal		1	1	36862	
Column 3	Damped for Multi. Seasonal		1	2	33333	
Column 3	Damped for Multi. Seasonal		1	3	33623	
Column 3	Damped for Multi. Seasonal		1	4	36299	
Column 3	Damped for Multi. Seasonal		1	5	38627	
Column 3	Damped for Multi. Seasonal		1	6	33311	33333
Column 3	Damped for Multi. Seasonal		1	7	34119	33611.8054
Column 3	Damped for Multi. Seasonal		1	8	35418	36561.5572
Column 3	Damped for Multi. Seasonal		1	9	37522	38329.2828
Column 3	Damped for Multi. Seasonal		1	10	33227	32680.053
Column 3	Damped for Multi. Seasonal		1	11	33912	33312.4431
Column 3	Damped for Multi. Seasonal		1	12	36922	35741.7177
Column 3	Damped for Multi. Seasonal		1	13	37411	38782.3701
Column 3	Damped for Multi. Seasonal		1	14	35259	33301.8871
Column 3	Damped for Multi. Seasonal		1	15	36375	34747.2709
Column 3	Damped for Multi. Seasonal		1	16	37237	38160.3886
Column 3	Damped for Multi. Seasonal		1	17	39384	39678.0773
Column 3	Damped for Multi. Seasonal		1	18	36680	35613.4025
Column 3	Damped for Multi. Seasonal		1	19	37429	36668.0701
Column 3	Damped for Multi. Seasonal		1	20	38276	39025.2178
Column 3	Damped for Multi. Seasonal		1	21	40919	40911.1951
Column 3	Damped for Multi. Seasonal		1	22	37275	37299.0232
Column 3	Damped for Multi. Seasonal		1	23	38070	37772.9658
Column 3	Damped for Multi. Seasonal		1	24	39981	39450.6278
Column 3	Damped for Multi. Seasonal		1	25	40225	42227.1641
Column 3	Damped for Multi. Seasonal		1	26	39050	37597.137
Column 3	Damped for Multi. Seasonal		1	27	40435	38833.4421
Column 3	Damped for Multi. Seasonal		1	28	42470	41309.8179
Column 3	Damped for Multi. Seasonal		1	29	43262	43823.7963
Column 3	Damped for Multi. Seasonal		1	30	41535	40866.1165
Column 3	Damped for Multi. Seasonal		1	31	43274	41989.7256
Column 3	Damped for Multi. Seasonal		1	32	45009	44421.0536
Column 3	Damped for Multi. Seasonal		1	33	46550	46343.9883
Column 3	Damped for Multi. Seasonal		1	34	43736	44042.3985
Column 3	Damped for Multi. Seasonal		1	35	45908	45032.1332

Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	36	48160	47194.2312
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	37	49920	49306.6129
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	38	46861	46923.4352
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	39	48208	48548.2901
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	40	50020	50304.7356
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	41	52027	51751.4616
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	42	49313	48797.7883
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	43	50884	50601.1868
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	44	53261	52721.0615
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	45	53938	54825.7434
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	46	51533	51250.5483
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	47	52005	52894.8523
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	48	54040	54514.6636
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	49	57400	55587.9609
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	50	53668	53406.8779
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	51	57002	54721.517
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	52	57780	58183.8515
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	53	60410	60295.0513
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	54	56165	56776.5468
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	55	58940	58404.8649
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	56	60485	60266.9689
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	57	64687	62840.8041
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	58	58919	59698.5279
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	59	60696	61744.0308
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	60	62522	62812.5152
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	61	66696	65642.6511
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	62	59917	61089.3018
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	63	64480	62769.2719
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	64	63928	65354.5507
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	65	67908	68137.3229
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	66	62205	62092.9819
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	67	64863	65234.8175
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	68	67460	65811.5892
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	69	69292	70447.9002
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	70	63528	63898.5022

Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	71	66052	66695.4926
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	72	66335	67695.4812
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	73	65582	69902.4925
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	74	59410	61895.78
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	75	63975	62972.4352
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	76	63694	63960.4048
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	77	68478	65252.9512
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	78	60797	61174.7363
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	79	65303	64503.174
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	80	65955	65260.3358
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	81	67820	68359.1289
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	82	60345	61551.0619
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	83	64636	64846.3509
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	84	62831	65033.6566
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	85	67429	66142.3939
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	86	60420	59906.9784
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	87	62918	64177.1874
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	88	61315	63207.0624
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	89	64324	65341.2906
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	90	58089	57880.4677
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	91	61926	61107.9197
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	92	61975	60765.52
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	93	63027	64600.2009
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	94	57639	57396.1573
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	95	61685	60859.3639
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	96	60808	60708.7441
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	97		63186.4608

Previsión mediante H-W multiplicativo sin factor de amortiguación.

Series	Method	Method R	Time	Date	Observati	Forecasts
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	1		36862	
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	2		33333	
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	3		33623	
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	4		36299	
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	5		38627	
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	6		33311	33333
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	7		34119	33611.6184
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	8		35418	36565.9289
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	9		37522	38324.6033
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	10		33227	32669.1622
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	11		33912	33305.7572
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	12		36922	35730.3613
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	13		37411	38788.3378
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	14		35259	33305.346
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	15		36375	34764.9794
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	16		37237	38190.337
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	17		39384	39697.9937
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	18		36680	35657.7149
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	19		37429	36714.0135
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	20		38276	39065.7872
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	21		40919	40956.0086
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	22		37275	37366.3488
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	23		38070	37832.6122
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	24		39981	39496.573
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	25		40225	42290.3999
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	26		39050	37656.96
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	27		40435	38902.0269
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	28		42470	41380.6738
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	29		43262	43901.7328
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	30		41535	40972.139
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	31		43274	42098.257
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	32		45009	44530.1028
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	33		46550	46449.3228
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	34		43736	44181.2461
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	35		45908	45174.5086



Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	36	48160	47333.19
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	37	49920	49445.3559
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	38	46861	47083.0199
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	39	48208	48726.093
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	40	50020	50473.9269
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	41	52027	51907.0468
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	42	49313	48954.858
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	43	50884	50776.6886
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	44	53261	52899.6918
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	45	53938	55004.5164
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	46	51533	51415.1161
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	47	52005	53068.7588
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	48	54040	54683.8321
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	49	57400	55739.9575
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	50	53668	53570.2983
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	51	57002	54885.0184
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	52	57780	58376.8618
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	53	60410	60493.1628
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	54	56165	56956.0992
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	55	58940	58591.6249
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	56	60485	60447.2529
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	57	64687	63037.6934
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	58	58919	59888.9977
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	59	60696	61948.2963
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	60	62522	62998.6184
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	61	66696	65842.268
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	62	59917	61257.8226
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	63	64480	62944.1024
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	64	63928	65543.584
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	65	67908	68333.0444
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	66	62205	62239.5181
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	67	64863	65408.1266
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	68	67460	65959.3351
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	69	69292	70634.3057
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	70	63528	64041.6442

Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	71	66052	66848.6881
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	72	66335	67837.7931
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	73	65582	70028.1805
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	74	59410	61969.9859
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	75	63975	63020.7823
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	76	63694	63997.8078
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	77	68478	65263.5813
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	78	60797	61213.9756
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	79	65303	64555.2467
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	80	65955	65295.5162
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	81	67820	68400.6815
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	82	60345	61567.7805
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	83	64636	64877.1042
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	84	62831	65048.4369
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	85	67429	66130.7256
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	86	60420	59890.6432
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	87	62918	64184.3949
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	88	61315	63187.6456
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	89	64324	65317.2114
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	90	58089	57826.9269
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	91	61926	61050.1531
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	92	61975	60704.6564
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	93	63027	64563.7494
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	94	57639	57343.933
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	95	61685	60802.2745
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	96	60808	60649.6579
Column 3	Holt & Winter for Mult. Seasonal	2	97		63124.2664

$$\hat{Y}_{t+1}(1^{\circ} Trimestre 2015) = 63124 GWh (Holt - Winters_{mult}) / 63186 GWh (DampedHW_{mult})$$

**(Ec.3.11.4)**

El mismo método ha sido aplicado de manera manual, sin usar el programa, sólo usando Excel como herramienta de cálculo. Estos son los resultados obtenidos:

1-A (alpha)	0.441	A	0.559
1-B (beta)	0.163	B	0.837
1-C (gamma)	0.536	C	0.464

Trimestre	$Y_t$	MMNC	$Y_t$ media	$T_t$	$F_t$	Proyección	Error (et)	$e_t^2$
1	36862							
2	33333	35029.25						
3	33623	35470.5	35249.875					
4	36299	35465	35467.75					
5	38627	35589	35527					
6	33311	35368.75	35478.875					
7	34119	35092.5	35230.625		0.961147			
8	35418	35071.5	35082		1.016507			
9	37522	35019.75	35045.625		1.07896			
10	33227	35395.75	35207.75	162.125	0.941319			
11	33912	35368	35331.49	155.8682	0.960438	33995.66	-83.658977	6998.824
12	36922	35876	35855.6203	215.895	1.0236	36073.15	848.84577	720539.1
13	37411	36491.75	35454.8667	115.3812	1.06621	38919.70	-1508.7048	2276190
14	35259	36570.5	36402.3139	251.008	0.955937	33482.95	1776.05298	3154364
15	36375	37063.75	37191.3554	338.7075	0.969878	35203.24	1171.76358	1373030
16	37237	37419	37022.2022	255.9262	1.01406	38415.79	-1178.79	1389546
17	39384	37682.5	37128.2754	231.5001	1.063286	39746.30	-362.30102	131262
18	36680	37942.25	37805.5985	304.1693	0.963596	35713.61	966.392122	933913.7
19	37429	38326	38322.1926	338.7945	0.973531	36961.82	467.179466	218256.7
20	38276	38474.75	38257.1628	272.9712	1.006788	39204.58	-928.57678	862254.8
21	40919	38635	38509.5835	269.6214	1.0629	40968.55	-49.548632	2455.067
22	37275	39061.25	38736.8692	262.7207	0.962881	37367.50	-92.504782	8557.135
23	38070	38887.75	39046.1157	270.3044	0.974319	37967.29	102.708253	10548.99
24	39981	39331.5	39490.6242	298.6997	1.009805	39583.30	397.701895	158166.8
25	40225	39922.75	38931.6838	158.9044	1.046992	42292.09	-2067.0883	4272854
26	39050	40545	39736.56	264.1978	0.973516	37639.58	1410.41716	1989277
27	40435	41304.25	40662.2743	372.025	0.985088	38973.49	1461.51446	2136025
28	42470	41925.5	41485.5785	445.5835	1.017269	41436.66	1033.34293	1067798
29	43262	42635.25	41661.7657	401.6719	1.042392	43901.58	-639.58202	409065.2
30	41535	43270	42328.702	444.91	0.977661	40949.42	585.576149	342899.4
31	43274	44092	43283.1692	527.9678	0.992967	42135.77	1138.22841	1295564
32	45009	44642.25	44002.4496	559.1518	1.020274	44567.69	441.306766	194751.7
33	46550	45300.75	44603.6296	566.0024	1.043059	46450.66	99.3422501	9868.883

34	43736	46088.5	44978.1131	534.7848	0.974832	44160.58	-424.5817	180269.6
35	45908	46931	45830.5267	586.5583	0.997643	45192.82	715.181515	511484.6
36	48160	47712.25	46763.6854	643.0541	1.025411	47358.12	801.875736	643004.7
37	49920	48287.25	47606.2804	675.5793	1.04603	49448.04	471.956992	222743.4
38	46861	48752.25	48188.7923	660.4093	0.973553	47066.73	-205.72593	42323.16
39	48208	49279	48616.6617	622.5053	0.994401	48734.06	-526.05871	276737.8
40	50020	49892	49036.8616	589.5295	1.022537	50490.40	-470.39956	221275.7
41	52027	50561	49675.4303	597.5229	1.046731	51910.68	116.318415	13529.97
42	49313	51371.25	50440.3736	624.8124	0.975749	48943.40	369.597817	136602.5
43	50884	51849	51111.6357	632.3837	0.995015	50779.26	104.738447	10970.14
44	53261	52404	51895.3213	657.0459	1.024563	52910.18	350.820281	123074.9
45	53938	52684.25	52101.4755	583.5506	1.040577	55008.21	-1070.2099	1145349
46	51533	52879	52741.8139	592.807	0.976463	51407.35	125.647768	15787.36
47	52005	53744.5	52863.1628	515.9593	0.988986	53068.74	-1063.7365	1131535
48	54040	54278.25	53099.2355	470.3378	1.020893	54690.25	-650.25246	422828.3
49	57400	55527.5	54271.7074	584.7857	1.049723	55743.26	1656.74466	2744803
50	53668	56462.5	54902.8686	592.3449	0.977023	53565.32	102.684863	10544.18
51	57002	57215	56439.6682	746.291	1.00023	54883.97	2118.03198	4486059
52	57780	57839.25	56926.4422	703.9897	1.017731	58380.77	-600.76917	360923.6
53	60410	58323.75	57594.2974	698.0998	1.049276	60496.01	-86.011873	7398.042
54	56165	59000	57936.7107	640.1229	0.972948	56953.01	-788.01343	620965.2
55	58940	60069.25	58731.0204	665.2554	1.002014	58590.29	349.710342	122297.3
56	60485	60757.75	59411.6792	667.7661	1.017911	60449.45	35.5478226	1263.648
57	64687	61196.75	60771.6983	780.6033	1.057397	63039.92	1647.08469	2712888
58	58919	61706	61113.4659	709.0731	0.968201	59887.17	-968.17283	937358.6
59	60696	62208.25	61271.9401	619.3255	0.995896	61947.04	-1251.0379	1565096
60	62522	62457.75	61684.2733	585.5858	1.01559	62999.78	-477.77711	228271
61	66696	63403.75	62625.2227	643.51	1.061473	65843.94	852.064184	726013.4
62	59917	63755.25	62658.4515	544.0342	0.961794	61256.85	-1339.8523	1795204
63	64480	64058.25	63883.0462	654.9655	1.003104	62943.11	1536.88788	2362024

64	63928	64630.25	63836.2295	540.575	1.008004	65544.15	-1616.1518	2611947
65	67908	64726	64199.7137	511.7092	1.059484	68334.25	-426.25217	181690.9
66	62205	65609	64695.8052	509.1636	0.961636	62239.06	-34.061184	1160.164
67	64863	65955	64965.6338	470.1519	1.000594	65407.39	-544.39461	296365.5
68	67460	66285.75	66092.2296	577.1523	1.014806	65959.55	1500.44954	2251349
69	69292	66583	66110.3156	486.0245	1.053397	70635.13	-1343.1332	1804007
70	63528	66301.75	66360.8717	447.6431	0.959318	64041.46	-513.45795	263639.1
71	66052	65374.25	66457.6086	390.4454	0.997004	66848.18	-796.17804	633899.5
72	66335	64344.75	66194.9737	283.9933	1.008004	67837.83	-1502.8349	2258513
73	65582	63825.5	64617.3696	-19.44706	1.032778	70028.71	-4446.7126	19773253
74	59410	63165.25	63421.1095	-211.2676	0.947224	61969.95	-2559.9498	6553343
75	63975	63889.25	63632.0534	-142.4471	1.001499	63020.47	954.527265	911122.3
76	63694	64236	63356.7039	-164.1102	1.006567	63997.78	-303.77813	92281.15
77	68478	64568	64565.0293	59.59681	1.047693	65263.89	3214.10605	10330478
78	60797	65133.25	64430.4881	27.9523	0.945285	61213.99	-416.9892	173880
79	65303	64968.75	64787.7954	81.63717	1.004958	64555.04	747.955999	559438.2
80	65955	64855.75	65158.3937	128.7378	1.0096	65295.46	659.54392	434998.2
81	67820	64689	65042.6249	88.88326	1.045017	68400.88	-580.87951	337421
82	60345	63908	64561.0305	-4.104609	0.93961	61567.82	-1222.8206	1495290
83	64636	63810.25	64451.1762	-21.34181	1.003837	64876.98	-240.98406	58073.32
84	62831	63829	63461.2698	-179.2178	0.999131	65048.38	-2217.3765	4916758
85	67429	63399.5	63829.8801	-89.92185	1.051111	66130.84	1298.16296	1685227
86	60420	63020.5	63988.3899	-49.42748	0.942088	59890.68	529.317094	280176.6
87	62918	62244.25	63382.6475	-140.1068	0.997851	64184.33	-1266.3262	1603582
88	61315	61661.5	62416.0081	-274.8316	0.990142	63187.60	-1872.5951	3506613
89	64324	61413.5	61724.4428	-342.7592	1.046289	65317.27	-993.27276	986590.8
90	58089	61578.5	61504.3467	-322.7651	0.943365	57826.96	262.039448	68664.67
91	61926	61254.25	61568.6772	-259.6685	1.002114	61050.12	875.881802	767168.9
92	61975	61141.75	61874.8242	-167.4406	0.996294	60704.62	1270.38035	1613866
93	63027	61081.5	61059.646	-273.0218	1.038748	64563.78	-1536.7822	2361700
94	57639	60789.75	60924.5486	-250.5402	0.944816	57343.96	295.040813	87049.08
95	61685		61062.4768	-187.2198	1.006445	60802.26	882.742549	779234.4
96	60808		60945.3574	-175.7934	0.997072	60649.63	158.368667	25080.63
96						<b>63124.28</b>		

$$\hat{Y}_{t+1}(1^{\text{º}}\text{Trimestre}2015) = 63124,28\text{GWh}(\text{Holt} - \text{Winters}_{\text{multi}})$$

(Ec.3.11.5)

Como se comprueba, se ha obtenido idéntico resultado haciéndolo de manera manual.

- **Damping factor ( $\phi$ ).** Se ha visto arriba que aunque los resultados obtenidos por el método H-W sin y con factor amortiguador, han sido prácticamente idénticos; por lo que su influencia en este caso práctico no tiene mucha relevancia. Sin embargo, se debe explicar de qué se trata este factor. Hay un gran número de procesos, para los cuales la asunción de una tendencia lineal constante resulta inapropiada, especialmente para largos horizontes de tiempo. Cuando hay efectos de ciclo de vida, la tendencia normal calculada por el método H-W tiende a infra o sobrevalorar las previsiones. Para tratar de paliar este problema, Gardner y MacKenzie introdujeron en 1985, un modelo que permite lentos cambios de la tendencia proyectada dándole más flexibilidad al modelo. En el caso concreto del modelo H-W de triple parámetros, las ecuaciones nos quedarían así:

$$\begin{aligned}\bar{Y}_t &= A(\bar{Y}_{t-1} + \phi T_{t-1}) + (1 - A) \frac{Y_t}{F_{t-S}} \\ T_t &= B \cdot \phi T_{t-1} + (1 - B)(\bar{Y}_t - \bar{Y}_{t-1}) \\ 0 &< \phi < 1\end{aligned}$$

(Ec.3.11.6)

Si  $\phi=1$ , entonces el modelo es equivalente al método tradicional sin factor de amortiguación.

### 3.11.3. Datos trimestrales de Demanda corregidos. Modelo H-W.

Ya que se dispone de datos de los incrementos de las demandas corregidos por laboralidad y temperatura desde 1992 con respecto al año anterior, podemos deducir cuál hubiera sido la demanda si esta no se hubiera visto afectada por dichos efectos; es decir si sólo se hubiera visto afectada por la actividad económica y otros. Por ejemplo, el incremento de la demanda total del año 2008 respecto de 2007 fue del 1,1%; sin embargo

sé que sólo un 0,7% de ese incremento no se vio afectado por la laboralidad o la temperatura, es decir, fue motivado por actividad económica y otros, así que puedo estimar cuál hubiera sido la demanda virtual de no haberse visto afectada por el clima o descompensaciones de días laborables en ese año. Al disponer del mismo dato de los meses, es decir variación de un mes respecto al mismo mes del año anterior, también puedo estimar la demanda virtual por meses y agruparla, por ejemplo, en trimestres.

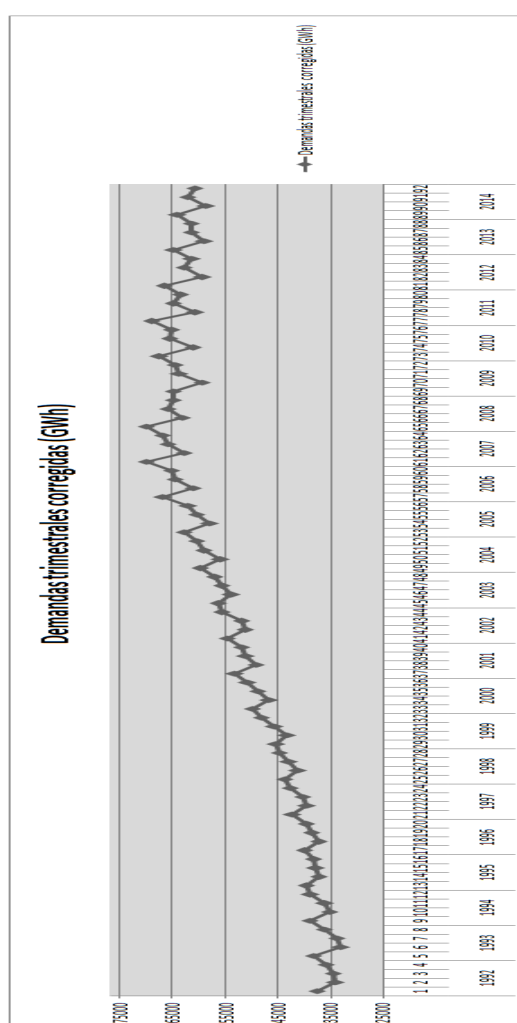
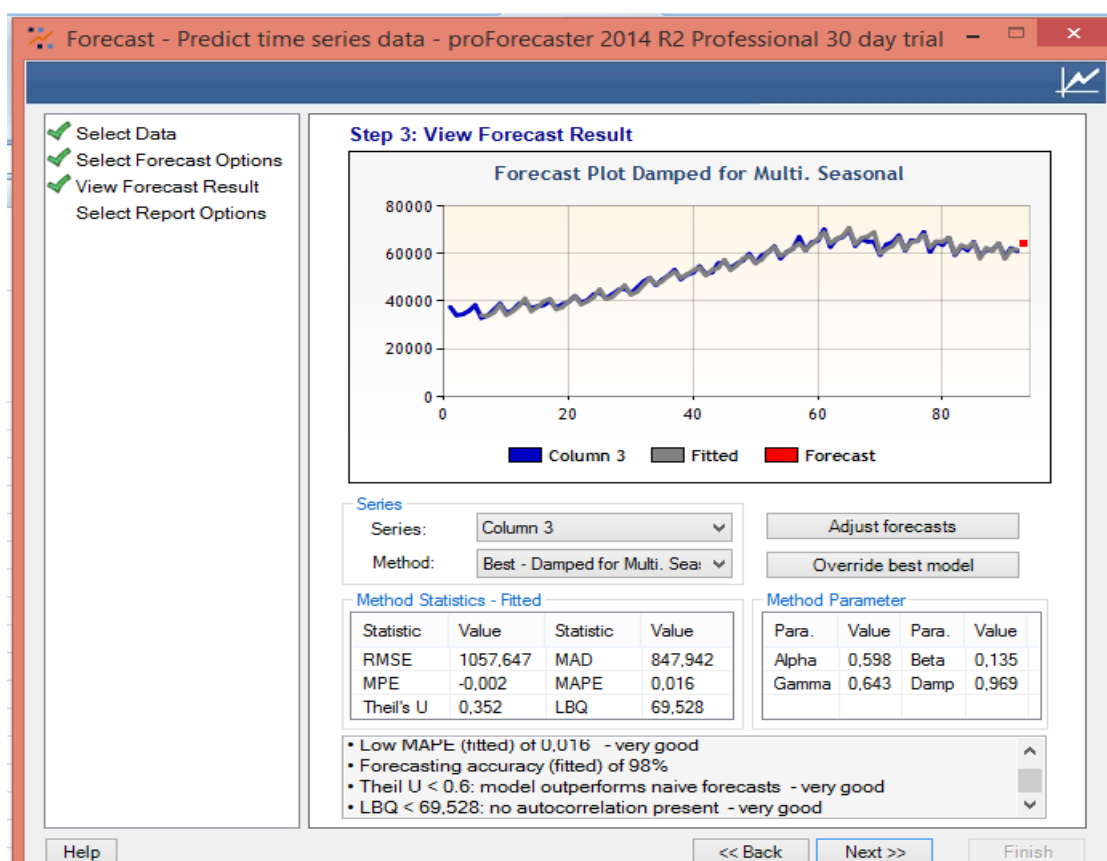


Gráfico 3.11.3 Demandas trimestrales corregidas. Elaboración propia

A simple vista parece que se sigue observando cierto patrón estacionario, esto es debido, a que como se explicó antes, la estacionalidad de los datos de demanda eléctrica se fundamenta en la temperatura y en la propia estacionalidad de la actividad económica en nuestro país; al seguir teniendo en cuenta el incremento por actividad económica, es lógico que el patrón estacional, no haya desaparecido.

Someto ahora, los datos corregidos a análisis, al igual que hicimos antes.





Observamos que una vez más el modelo de predicción es calificativo por el programa como muy bueno, y volvemos a no tener presente el inconveniente de la autocorrelación.

## Method Statistics

Series	Method	Method Rank	RMSE	MAD	MAPE	MPE	Theil U	LBQ	Alpha	Beta	Gamma	Damp
Column 3	Damped for Multi. Seasonal	1	1057,667	847,515	0,016	-0,002	0,352	69,78232	0,597	0,14399999	0,63999999	0,96799999
Column 3	Holt & Winter for Multi. Seasonal	2	1063,704	854,945	0,016	0	0,352	70,32892	0,61799997	0,132	0,68099999	-
Column 3	Damped for Add. Seasonal	3	1072,2	859,798	0,016	-0,002	0,349	71,47997	0,57700002	0,142	0,69300002	0,972
Column 3	Holt & Winter for Add. Seasonal	4	1078,821	869,697	0,016	0	0,348	72,26218	0,59200001	0,139	0,722	-

Created by JACQUELINE  
Date 25/01/2015

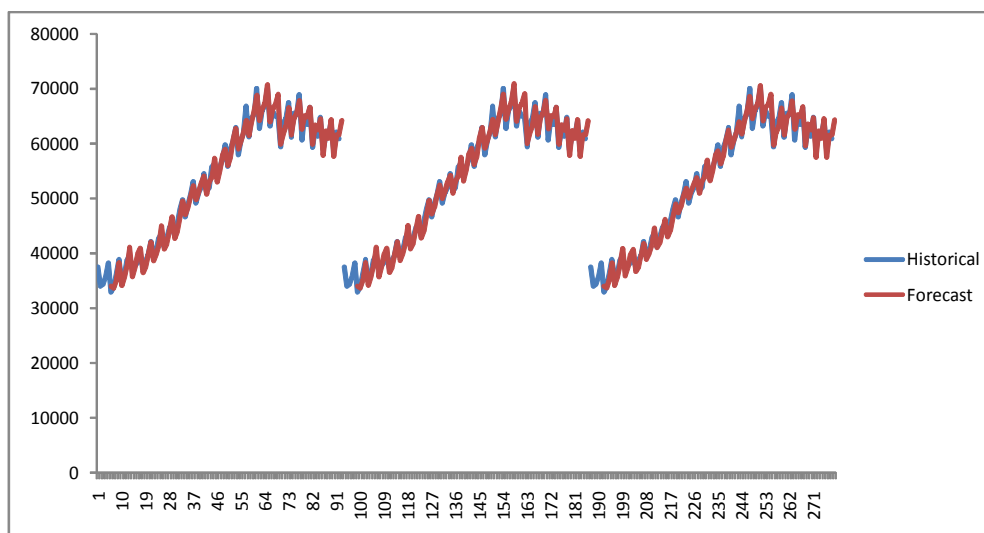


Gráfico 3.11.4 Ajuste modelo HW predicciones trimestrales corregidas

En la imagen de arriba se representan los 3 mejores métodos de predicción en el ranking, de izquierda a derecha por orden de bondad del modelo.

Los resultados y mejores métodos de ajuste son muy parecidos al caso de las demandas trimestrales sin corregir, consiguiéndose errores (MAD y MAPE) menores, con mismo MPE y similar RMSE.

- RMSE (Root Mean Square Error). Raíz Cuadrada del error cuadrático medio.  $RMSE = 1057,67/1063,70$ .
- MAD (Mean Absolute Error). Media del error absoluto, mide el promedio de los errores en unidades.  $MAD = 847,52/854,95$ .
- MAPE (Mean Absolute Percent Error). La media del error absoluta en porcentaje es de 0,016.
- MPE (Mean Percentage Error). La media porcentual del error  $= 0,002/\approx 0$ .

$$\hat{Y}_{t+1}(1^{\circ} Trimestre 2015) = 64148,79 GWh (Holt - Winters_{mult}) / 64198,13 GWh (Holt - Winters_{mult, damped})$$

(Ec.3.11.7)

## 4. RESULTADOS

En resumen, los resultados obtenidos de los cálculos de las predicciones de la demanda eléctrica peninsular durante los próximos periodos quedaría como sigue:

- **Demandas mensuales (mejor método de predicción H-W en su variedad multiplicativa, obteniéndose con y sin “damping factor” valores similares).**

Parámetros óptimos:

$$\alpha = 1 - A = 0.197(dampedH - W_{multip}) / 0.212(H - W_{multip})$$

$$\beta = 1 - B = 0.048(dampedH - W_{multip}) / 0.047(H - W_{multip})$$

$$\delta = 1 - C = 0.351(dampedH - W_{multip}) / 0.357(H - W_{multip})$$

$$damp = 0,993$$

Errores:

- RMSE (Root Mean Square Error). Raíz Cuadrada del error cuadrático medio. RMSE= 486,501 (damped H-W<sub>mult</sub>)/487,424 (H-W<sub>mult</sub>).
- MAD (Mean Absolute Error). Media del error absoluto, mide el promedio de los errores en unidades. MAD= 379,058(damped H-W<sub>mult</sub>)/380,122(H-W<sub>mult</sub>).
- MAPE (Mean Absolute Percent Error). La media del error absoluta en porcentaje es de 0,022.
- MPE (Mean Percentage Error). La media porcentual del error ≈0.

### Bondad del modelo:

En general errores muy bajos y ajuste muy bueno, salvo el valor del estadístico Ljung-Box LBQ, que nos indica que hay presente cierta autocorrelación.

### Resultados/proyecciones:

$$\hat{Y}_{t+1}(\text{Marzo}2015) = 21000GWh(\text{damped}H - W_{\text{multiplicativo}}) / 21009GWh(H - W_{\text{multiplicativo}})$$

$$\hat{Y}_{t+2}(\text{Abril}2015) = 18907GWh(\text{damped}H - W_{\text{multiplicativo}}) / 18917GWh(H - W_{\text{multiplicativo}})$$

- **Demandas trimestrales (de nuevo mejor método de proyección H-W multiplicativo, obteniéndose con y sin “damping factor” valores similares).**

### Parámetros óptimos:

$$\alpha = 1 - A = 0.437(\text{damped}H - W_{\text{multip}}) / 0.441(H - W_{\text{multip}})$$

$$\beta = 1 - B = 0.158(\text{damped}H - W_{\text{multip}}) / 0.163(H - W_{\text{multip}})$$

$$\delta = 1 - C = 0.526(\text{damped}H - W_{\text{multip}}) / 0.536(H - W_{\text{multip}})$$

$$\text{damp} = 0,977$$

### Errores:

- RMSE (Root Mean Square Error). Raíz Cuadrada del error cuadrático medio. RMSE= 1150,752 (damped H-W<sub>mult</sub>)/1156,699 (H-W<sub>mult</sub>).
- MAD (Mean Absolute Error). Media del error absoluto, mide el promedio de los errores en unidades. MAD= 893,093(damped H-W<sub>mult</sub>)/899,623(H-W<sub>mult</sub>).
- MAPE (Mean Absolute Percent Error). La media del error absoluta en porcentaje es de 0,017.

- MPE (Mean Percentage Error). La media porcentual del error - 0,002/ $\approx 0$ .

Bondad del modelo:

Errores muy bajos y ajuste muy bueno, incluso el valor del estadístico Ljung-Box LBQ, ahora está en límites totalmente dentro de tolerancia.

Resultados/proyecciones:

*proForecaster :*

$$\hat{Y}_{t+1}(1^{\circ} Trimestre 2015) = 63124,26 GWh (Holt - Winters_{mult}) / 63186,46 GWh (Damped HW_{mult})$$

*Manual(Excel) :*

$$\hat{Y}_{t+1}(1^{\circ} Trimestre 2015) = 63124,28 GWh (Holt - Winters_{mult})$$

- **Demandas trimestrales corregidas (sin tener en cuenta los efectos de la laboralidad y la temperatura). H-W variedad multiplicativa “damped” y convencional.**

Parámetros óptimos:

$$\alpha = 1 - A = 0.597(dampedH - W_{multip}) / 0.618(H - W_{multip})$$

$$\beta = 1 - B = 0.144(dampedH - W_{multip}) / 0.132(H - W_{multip})$$

$$\delta = 1 - C = 0.640(dampedH - W_{multip}) / 0.681(H - W_{multip})$$

$$damp = 0,968$$

Errores:

- RMSE (Root Mean Square Error). Raíz Cuadrada del error cuadrático medio.  $RMSE = 1157,667 (damped H - W_{mult}) / 1063,704 (H - W_{mult})$ .
- MAD (Mean Absolute Error). Media del error absoluto, mide el promedio de los errores en unidades.  $MAD = 847,515 (damped H - W_{mult}) / 854,945 (H - W_{mult})$ .
- MAPE (Mean Absolute Percent Error). La media del error absoluta en porcentaje es de 0,016.
- MPE (Mean Porcentage Error). La media porcentual del error - 0,002/ $\approx 0$ .

Bondad del modelo:

De nuevo errores muy bajos y ajuste muy bueno, incluso el valor del estadístico Ljung-Box LBQ, una vez más en límites totalmente dentro de tolerancia.

Resultados/proyecciones:

$$\hat{Y}_{t+1}(1^{\circ} Trimestre 2015) = 6414879 GWh (Holt - Winters_{mult}) / 6419814 GWh (Damped HW_{mult})$$

## 5. PRECIO Y DEMANDA.

### 5.1. MERCADO DIARIO E INTRADIARIO.

- **Mercado diario.** Es el principal mercado de contratación de la península y funciona cada día del año. El precio y el volumen de contratación se hallan a partir del punto de equilibrio entre oferta y demanda. Cada día se reciben ofertas de compra y venta de electricidad hasta las 12.00h de la mañana siguiente. A las 12.00h se procede a cerrar la recepción de ofertas y éstas se procesan utilizando el algoritmo europeo denominado EUPHEMIA; acto seguido el OMIE comunica públicamente el precio y la cantidad a producir y a comprar. En 2013, aproximadamente el 70% de la energía consumida en España, se negoció de esta forma.
- **Mercado intradiario.** Una vez finalizado el mercado diario, empieza el mercado intradiario, que cerrará a las 12.45h del día siguiente. Hasta un total de 6 tendrán lugar diariamente. Es necesario para que compradores o vendedores que lo necesiten, puedan ofertar y demandar y así ajustar sus programas de producción y consumo.

### 5.2. PRECIO FINAL

Para el cálculo de los precios finales se tiene en cuenta los siguientes segmentos de mercados o procesos:

- El precio de casación del mercado diario.
- Coste que resulte del proceso de solución de restricciones técnicas.
- El precio de casación en el mercado intradiario.
- Coste de los procesos de operación técnica del sistema.
- Coste de los pagos por capacidad.



En otras palabras, para calcular el PVPC se tiene en cuenta el coste de producción de la energía eléctrica, los peajes y los costes de comercialización correspondientes. El coste de producción se determina tomando como base el precio horario de los mercados diario e intradiario; que como se ha explicado antes a su vez vienen determinados por la casación de la oferta y la demanda.

### **5.3. FACTORES QUE INTERVIENEN PARA QUE EL PRECIO DE LA LUZ SEA MÁS BARATO O MÁS CARO EN CADA MOMENTO.**

Esto tiene especial importancia a la hora del cálculo del precio cuando se cuenta con un contador inteligente

Los factores que determinan el encarecimiento del precio en cada momento son múltiples:

- **El precio de los combustibles (la cotización del Brent).** El Brent es un tipo de petróleo que se caracteriza por su baja densidad. Esta baja densidad hace que sea el crudo ideal para producir gasolina. España no es productora, pero si importadora, del Brent que producen países del Mar del Norte. La demanda de Brent se ha incrementado a nivel mundial, debido al gran consumo de países emergentes como China o Brasil. Gran parte de la electricidad consumida en España procede del petróleo y el gas; esta dependencia hace que al subir la cotización del Brent, afecte directamente al precio que pagamos por la luz.
- **La climatología.** Viento, lluvia, temperatura atmosférica etc.

- **El balance de la oferta y la demanda.** Por ejemplo durante la noche se produce una reducción del consumo, y por tanto, una disminución de la demanda; por tanto hay más oferta que demanda y el precio se reduce. Algo similar ocurre durante los fines de semana. Las paradas técnicas del sistema de generación, ya sean fortuitas o programadas, producen el efecto contrario: una disminución de la oferta que se traduce en un precio más elevado. Por ello es tan importante conocer la demanda con anterioridad con relativa exactitud.

Quizá el lector del presente trabajo se plantee si se pueden aplicar directamente las series temporales a la previsión del precio final de la electricidad. Para tratar de dar respuesta a esta pregunta, hay que tener en cuenta que sólo uno de los factores que influye en el precio final, es el precio fijado en el mercado diario e intradiario; que a su vez ya dependen de del comportamiento y predicción de la demanda. No es posible conocer prácticamente nada acerca del comportamiento futuro de precio de la luz sin conocer previamente, y en profundidad, el comportamiento de la demanda y de los factores que la afectan.

#### **5.4. NUEVAS FACTURAS DE LA LUZ. INFLUENCIA DE LA DEMANDA EN LA FACTURACIÓN.**

Después de varios cambios en pocos meses, el 1 de octubre entra en vigor la nueva factura de la luz como consecuencia de la regulación del 23 de Mayo de 2014 de la Dirección General de política energética y Minas.

Existen 2 escenarios principales:

- **Si se posee una tarifa regulada (antigua TUR).** Los nuevos cambios en la factura tiene un efecto directo sobre estos consumidores, que son la mayoría de hogares españoles.
- **Si estás en el mercado libre.** Se sigue pagando por cada KWh lo estipulado en el contrato, pero al perderse la referencia con la que se calculaba si una oferta era más o menos competitiva; también tiene influencia esta nueva regulación.

Los cambios no afectan a la parte fija de la factura; sólo afectan a la parte variable.

Las nuevas facturas de la luz se dividirán en 3 grandes bloques o partidas como sigue:

- Coste de producción de la electricidad
- Impuestos
- Costes regulados.

Esta última parte de costes regulados engloba, por ejemplo, los incentivos de las renovables, cogeneración y residuos (36% de los costes regulados). Costes de transporte y distribución (32%). Otros costes regulados (32%).

Las nuevas facturas tienen un nuevo diseño pensado para facilitar su lectura, con una nueva estructura más organizada y más clara. Las principales novedades que se han encontrado son:

- Mayor detalle en la factura
- Más información sobre a qué se destina el importe de la factura.
- Mayor detalle del cálculo de los importes de todos los conceptos de la factura, diferenciando la parte de potencia y consumo, y los importes correspondientes a peajes.

## 6. GESTIÓN DE LA DEMANDA.

Cuando se explicó en el punto anterior la influencia de la cotización del Brent en el encarecimiento del precio la luz; se expuso que el encarecimiento ha tenido gran influencia la espectacular necesidad energética de los nuevos países en vías de desarrollo. Los recursos son los que son, pero las necesidades de consumo energético aumentan.

Existen algunas posibilidades de aumentar la fiabilidad aunque escasas:

- **Grandes inversiones.** Sobre todo, nuevas centrales de generación y nuevas líneas de transporte. Esta opción supone el inconveniente de posibles costes sociales y medioambientales.
- **Generar más cerca.** Si generamos más cerca de los lugares de consumo mediante una mejor distribución; se disminuirían las pérdidas eléctricas en el sistema.
- **Optimizar la gestión de la demanda.** Intentando disminuir los grandes picos de consumo, así los recursos del sistema eléctrico se utilizarían con mayor eficiencia.

La primera de las opciones es una de las que más se han empleado hasta ahora, sin embargo, la última de ellas es la que plantea la Comisión Europea como la más interesante. Ante las pocas posibilidades de actuar en el suministro, la estrategia a seguir pasa por actuar en el consumo, es decir, gestionar la demanda eléctrica.

### 6.1. ¿QUÉ ES LA GESTIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA?

Ya se ha expuesto en diversas ocasiones, que la demanda eléctrica varía en cada instante del día. Teniendo esto en cuenta, la GDE se define como el conjunto de medidas que pretenden actuar en el consumidor para que modifique su patrón de demanda (cuánto y

cuando consume). Así se persigue no sólo un ahorro neto, sino una mayor eficiencia en el uso eléctrico y una reducción de los picos de demanda.

Se pueden distinguir 3 niveles de GDE, según el grado de interacción entre el consumidor y el sistema eléctrico.

- **Nivel 1: Programas e ahorro y eficiencia.** Aumento de la eficiencia de nuestros equipos eléctricos, de esta forma se produce una disminución en el consumo, sin modificar los hábitos del consumidor ni su calidad de vida.
- **Nivel 2. Controlar la carga eléctrica indirectamente mediante la tarificación.** La principal idea es que como el precio de la electricidad varía a cada hora del día, hacer conocer al consumidor las horas más baratas (con menor demanda) para que éste reaccione consumiendo. Aunque relacionado, no debemos confundir esta medida con el uso del contador inteligente que se está imponiendo en España; puesto que hasta ahora sólo es posible conocer el precio exacto de la hora de consumo después de haberla consumido.
- **Control indirecto de la carga eléctrica mediante incentivos o nivel 3.** Se trata de incentivar al consumidor a reducir su demanda normal o consumo base durante ciertos periodos de tiempo. Por tanto, estas medidas afectan directamente a los hábitos del consumidor. Si se prevé que se puede producir un pico en la demanda, se comunica al grupo de consumidores interesados en estos incentivos (vía e-mail, teléfono o fax) que se desea un descenso en la demanda. El periodo de descenso deseado puede ir desde los 30 minutos hasta varias horas. Un ejemplo de este tipo de iniciativa, son los contratos de interrumpibilidad de REE. La posibilidad de acceder a estos servicios se subasta, siendo gestionada por REE.

- **Nivel 4: Programas de control directo de la carga eléctrica.** Los operadores del sistema eléctrico desconectan ellos mismos y directamente los equipos eléctricos de los consumidores cuando conviene reducir la demanda. Requiere una comunicación directa entre el promotor del programa y el consumidor que participa en él. Este método no es aún muy habitual en Europa.
- **Nivel 5: Programas de mercados de gestión de la demanda.** También son conocidos como *Demand Side Bidding*. Son los propios consumidores los que participan en el proceso ofertando una reducción en su demanda; si la oferta es aceptada, si el precio para la reducción de consumo es aceptado, el consumidor ejecuta el mismo la reducción en su consumo.

## 7. CONCLUSIONES

Las conclusiones generales que se pueden extraer del presente trabajo fin de carrera son las que siguen:

- Para sacar conclusiones mínimamente fiables, usando los datos históricos de demandas eléctricas peninsulares, es importante que las fuentes de las que se extraen los datos lo sean también. Para el estudio de este proyecto se han tomado como fuentes principales el OMEL (Operador del Mercado Eléctrico peninsular) y REE (el transportista único Red Eléctrica de España). REE publica boletines anuales y mensuales de donde se puede extraer esta información.
- En el caso concreto de la demanda eléctrica en España, se dan unas condiciones muy concretas que hacen que la demanda y la oferta deban casar casi perfectamente. El inconveniente principal es que no existen aún, o no se han aplicado, soluciones lo suficientemente fiables para almacenar la energía (al menos en grandes cantidades); lo que hace que oferta y demanda tengan que ajustarse de forma casi perfecta. De ahí la importancia de conocer los datos de demanda con antelación, y por ello la propia REE y las grandes eléctricas, encargan a menudo varios estudios al respecto; algunos de ellos basados en series temporales.
- Los métodos más habituales de predicción se han presentado, explicando las características de cada uno. Teniendo en cuenta factores como nivel de esfuerzo, exactitud, características de nuestra serie de datos y el alcance de trabajo del presente proyecto; se ha justificado por qué del uso de métodos basados en series temporales.



- Una vez recopilados los datos de demanda eléctrica peninsular desde el año 1991 hasta el momento; se ha planteado el nivel más indicado de agregación de los datos (mensual, por trimestres, anual etc.). Agrupar los datos en intervalos mensuales, da la desventaja entre otras, de que el nº total de observaciones se reduce; lo que no es un buen comienzo para hacer predicciones (y menos a plazo de un año vista). Sin embargo, al representar las demandas anuales, vemos claramente cuál es la tendencia general que ha ido siguiendo la demanda eléctrica en nuestro país. Queda muy patente, que la tendencia hasta el año 2008 es claramente creciente, y que a partir de 2009, se produce un descenso generalizado del consumo eléctrico coincidiendo con la crisis económica.
- La metodología clásica, método de Mínimos Cuadrados y Medias Móviles, se pueden emplear como primera aproximación a la tendencia. En el momento que representamos los datos de demandas por meses y por trimestres, nos percatamos de que la serie presenta una marcada estacionalidad. La estacionalidad viene influida por varios factores como la propia estacionalidad de la temperatura en España, de la laboralidad y la actividad económica.
- La marcada estacionalidad, junto con la existencia de tendencia en la serie, nos lleva a intuir que el método más adecuado de previsión de la demanda a corto-medio plazo (mensual, trimestral) es el modelo de la metodología moderna conocido como Holt-Winters para series con estacionalidad. Gráficamente, no es fácil concluir claramente si las observaciones presentan un comportamiento de crecimiento/decrecimiento claramente aditivo o multiplicativo respecto a la tendencia. Al valernos del complemento para Excel conocido como proForecaster2014, vemos que por una diferencia muy pequeña, el modelo

multiplicativo se adapta mejor a nuestra serie agrupada tanto por meses como por trimestres.

- Primero aplicamos el análisis usando el Add-in para Excel a las demandas eléctricas mensuales en GWh. Entre las ventajas principales de este método de Holt-Winters, se encuentra que puede ser aplicado directamente, sin necesidad de desestacionalizar la serie previamente. Obtenemos buen ajuste de la proyección y errores más que aceptables; pero se da el inconveniente de que el estadístico de Ljung-Box (LBQ), da un valor demasiado alto, indicando que existe un cierto patrón estructural en los datos o autocorrelación. Es un problema típico presente en series como la venta de pilas para juguetes, la mayoría de las baterías para juguetes se venden durante el mes de enero (hasta el 60% de la venta anual); y volviéndose a repetir esta subida en enero del año próximo, por tanto entre ambos datos existe correlación. Un comportamiento parecido presenta nuestra serie mensual de demandas; ya que el máximo pico de demanda anual se produce en enero de cada año, influida por los factores que hemos explicado anteriormente. Esto puede ser problemático a la hora de interpretar los datos, por ello, no es la agrupación de las observaciones por meses, el nivel más adecuado de agregación de los datos.
- Volvemos por tanto, a intentarlo con un nivel de agregación diferente, agrupamos los datos en intervalos trimestrales y volvemos a someter los datos al análisis del programa. Volvemos a obtener como mejor modelo de explicación del comportamiento de la serie, el Holt Winters (con y sin “damping factor”) obteniéndose resultados prácticamente idénticos en ambos casos; ya que el factor de amortiguamiento es prácticamente 1. El “damping factor” simplemente aporta mayor flexibilidad al modelo, permitiendo ciertos cambios lentos en la tendencia. En este caso los resultados son aún mejores que para el caso anterior, obteniéndose

un valor del estadístico LBQ totalmente dentro de los criterios de aceptación del programa. Estamos, por tanto, ante el nivel de agregación óptimo de los datos para hacer una proyección para el periodo siguiente.

- A modo de conocer un poco más sobre el funcionamiento del proForecaster, el cálculo de la proyección para el primer trimestre de 2015, se ha hecho también de manera manual; obteniéndose en ambos casos, una proyección idéntica de 64124,2 GWh. Aunque el programa ha estimado las proyecciones desde el trimestre 6, y no desde el 11; ya se explicó que para los primeros periodos no se pueden aplicar aún las fórmulas del modelo, sólo hacer asimilaciones. Al ser la serie lo suficientemente larga, hemos llegado a un resultado idéntico. En el cálculo manual, se han presentado los pasos intermedios de cálculo de la tendencia y de los factores estacionales; que se obvian en el resultado final con el software.
- Puesto que REE cuando publica los valores de los incrementos de las demandas mensuales o anuales, desglosa qué parte del incremento es debida sólo a la influencia de la laboralidad y la temperatura; se puede estimar cuál hubiera sido la demanda virtual si no se hubiera visto influida por estos factores. Hay que tener presente que cuando se habla del incremento por meses, se refiere al incremento de un mes con respecto al mismo mes del año anterior y no respecto al mes inmediatamente anterior.
- Se ha repetido una vez más el cálculo para las demandas trimestrales corregidas por laboralidad y temperatura; obteniéndose niveles de error similares a la aplicación en los datos reales de demanda.

- Teniendo clara la influencia de la demanda eléctrica en el proceso de casación de oferta y demanda; y la necesidad de conocerla de forma bastante aproximada con anterioridad, se plantea la duda de si estos modelos podrían aplicarse directamente a la previsión del precio de la electricidad. Para conocer el comportamiento del precio de la parte variable de la electricidad, hay que conocer perfectamente el comportamiento de la propia demanda eléctrica, junto a otros muchos factores; con lo cual no es factible tratar de predecir su comportamiento, sin pasar primero por hacer un estudio profundo sobre la propia demanda.
- A parte de los inconvenientes planteados anteriormente, se dan otros aún más complejos y no muy transparentes a la hora de fijar el precio de la luz. No hemos de olvidar que nos encontramos ante una situación de oligopolio en nuestro país. Más allá y por otra parte, la demanda energética en nuestro país, no puede creerse aislada de la demanda global de energía, la cual no para de subir en países emergentes; pero los recursos mundiales son los que son.
- Hay países como Alemania, que están empezando a tomar el control sobre la electricidad de las ciudades y municipios, en un proceso denominado “remunicipalización”; para combatir cualquier posible subida de precios pactada por parte de eléctricas privadas y la poca transparencia. Más allá, parece que en nuestro país, pese a los continuos recientes cambios en la legislación relativa a la facturación; no se observan aún resultados contundentes, por lo que sólo nos queda tratar de mejorar nuestra gestión de la demanda. Se han citado y explicado brevemente diversas formas con diferentes grados de interacción del consumidor, de influir sobre la cantidad de demanda que consumimos.

## 8. GLOSARIO DE TÉRMINOS

- **B.c. (barras de central).** Las energías medidas en estos puntos tienen deducidos los consumos propios de las centrales.
- **CNMC.** Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.
- **Energía.** La capacidad que tiene un mecanismo o dispositivo eléctrico cualquiera para realizar un trabajo. La energía utilizada para realizar un trabajo cualquiera, se mide en joule (J).
- **Estanflación.** Presencia de altas inflaciones de manera simultánea a un alto desempleo.
- **GDE.** Gestión de la Demanda Eléctrica.
- **GWh.** Equivale a mil MWh.
- **KWh.** El kilovatio hora es una unidad de energía. Equivale a la energía desarrollada por una potencia de un kilovatio (kW) durante una hora, equivalente a 3,6 millones de julios ( $1\text{Wh} = 3600\text{ J}$ ). El kilovatio-hora se usa generalmente para la facturación de energía eléctrica.
- **Modelo ARIMA (Autorregresive Integrated Moving Average).** Modelos de Promedio Móvil Autorregresivo Integrado. Permite describir un valor como una función lineal de datos anteriores y errores debidos al azar. Además puede incluir un componente cíclico o estacional. Debe contener todos los elementos necesarios para describir el fenómeno.
- **MW.** El megavatio es una unidad de potencia. Equivale a un millón de vatios que es la unidad de potencia del S.I. ( $1\text{MW} = 1000000\text{W}$  ó  $\text{J/s}$ ). Se utiliza para potencias muy grandes.
- **MWh.** Equivalente a 1 000 kWh.

- **Oligopolio de oferta.** Mercado en el que existen unos pocos vendedores y numerosos compradores.
- **Outliers:** Valores extraños, anómalos o discordantes en la serie de datos.
- **Potencia eléctrica.** Es la capacidad de producir o consumir energía en un determinado intervalo de tiempo o la velocidad a la que se consume la energía. Se mide en J/seg ó W.
- **Proceso estocástico.** Sucesión de variables aleatorias  $Y_t$  ordenadas, pudiendo tomar  $t$  cualquier valor entre  $-\infty$  y  $+\infty$ . En el contexto del análisis de las series temporales, el subíndice  $t$  representa el paso del tiempo.
- **Variable endógena.** Variable que viene explicada por el funcionamiento del modelo.
- **Variable exógena.** Aquella que incide en el modelo desde el exterior.

## BIBLIOGRAFÍA

### APUNTES

- CASTEJÓN, Joan A. “Apuntes Módulo 7. Series Temporales. Conceptos básicos”. *Métodos Cuantitativos de Organización Industrial*. UVIC (2010).
- CASTEJÓN, Joan A. “Apuntes Módulo 8. Series Temporales. Análisis Clásico”. *Métodos Cuantitativos de Organización Industrial*. UVIC (2010).
- CASTEJÓN, Joan A. “Apuntes Módulo 9. Series Temporales. Análisis Moderno”. *Métodos Cuantitativos de Organización Industrial*. UVIC (2013).
- BERZAL, Fernando. “Apuntes Análisis de Series Temporales”. *Departamento de Ciencias de la Computación. Universidad de Granada* (2013).
- ALLENDE O, Héctor. “Conferencia Modelos de Pronóstico Ingenuos y adaptativos”. *Departamento de Informática. Universidad Técnica Federico Santa María* (2008).
- CANCA, David y VILLA, Gabriel. “Apuntes Previsión de la Demanda”. *Departamento de Investigación Operativa. Universidad de Sevilla* (2010).

### LIBROS

- RODRÍGUEZ VILLAGARCÍA, Carmen et al. (1998). *Atlas de la demanda eléctrica española. Proyecto INDEL*. Madrid: Ediciones REE.
- ESPASA, Antoni (1980). *La predicción Económica. Servicios de Estudios Económicos*. Madrid: Ediciones Banco de España.
- HERNÁNDEZ ALONSO, José (2006). *Análisis de series temporales económicas II*. Pozuelo de Alarcón. Madrid: Editorial ESIC
- PULIDO, Antonio (2006). *Guía para usuarios de predicciones económicas*. Madrid: Ediciones Ecobook-Editorial del Economista.

## ARTÍCULOS

ARANÍBAL DEL ALCAZAR, Jaime & HUMÈREZ QUIROZ, Julio. “Modelos de series de tiempo para el pronóstico de los minerales”. *Análisis Económico Vol.14* (1996): 29-76.

CARABANA, Carlos. “Una tendencia llamada remunicipalización”. *Revista Yorokobu* (2014), Nº 58.

## PÁGINAS WEB

- **Histórico datos**

<http://www.omelmercados.es> (Consulta: entre 1 de agosto de 2014 y 30 enero 2015).

<http://www.ree.es> (Consulta: entre 1 de agosto de 2014 y 30 enero 2015).

<http://ciberconta.unizar.es/leccion/seriest/100.HTM> (Consulta: 1 de Enero de 2015).

<http://www.controlastuenergia.gob.es> (Consulta: 19 de Enero de 2015).

- **Datos económicos**

[http://econpapers.repec.org/article/pabrmcpee/v\\_3a15\\_3ay\\_3a2013\\_3ai\\_3a1\\_3ap\\_3a45-64.htm](http://econpapers.repec.org/article/pabrmcpee/v_3a15_3ay_3a2013_3ai_3a1_3ap_3a45-64.htm) (Consulta: 30 Julio de 2014).

<http://www.ecooo.es> (Consulta: 12 de Agosto de 2014).

<http://www.eleconomista.es> (Consulta: 14 de Agosto de 2014).

<http://www.expansion.com/2014/06/17/empresas/energia/1403020983.html?a=VO12c96e78b8ac47836a1b4dffbf6905e2&t=1420390110> (Consulta: 19 Septiembre de 2014)

[http://www.consumer.es/web/es/economia\\_domestica/2004/07/12/105686.php](http://www.consumer.es/web/es/economia_domestica/2004/07/12/105686.php) (Consulta: 2 de Enero de 2014).

<http://www.energiaysociedad.es> (Consulta: 4 de Enero de 2014)

<http://www.energias-renovables.com/articulo/publicada-en-el-boe-la-ley-del-20131227> (Consulta: 5 de Enero de 2014)



<http://www.fenercom.com/pdf/publicaciones/guia-basica-de-la-gestion-de-la-demanda-energetica-fenercom.pdf> (Consulta: 20 de Enero de 2014)

<http://www.energiadiario.com/publicacion/spip.php?article18173> (Consulta: 7 de Febrero de 2015).

<http://www.est.uc3m.es> (Consulta 12 de Febrero de 2015)

- **Definiciones y conceptos**

[http://www.virtual.unal.edu.co/cursos/sedes/manizales/4030006/lecciones/capitulocinco/5\\_2\\_5.html](http://www.virtual.unal.edu.co/cursos/sedes/manizales/4030006/lecciones/capitulocinco/5_2_5.html) (Consulta: 1 de Octubre de 2014)

[http://cmap.upb.edu.co/rid=1236389321337\\_1703970910\\_2843/Tema1.Estimacion.Demanda.pdf](http://cmap.upb.edu.co/rid=1236389321337_1703970910_2843/Tema1.Estimacion.Demanda.pdf) (Consulta: 14 de Octubre de 2014)

<http://www.ingenieriaindustrialonline.com/herramientas-para-el-ingeniero-industrial/pron%C3%B3stico-de-ventas/suavizaci%C3%B3n-exponencial-doble/>  
(Consulta: 20 de Noviembre de 2014)

<http://www.cienciahoy.org.ar/ch/hoy02/potencia.htm> (Consulta: 25 de Diciembre de 2014).

[http://www.asifunciona.com/electrotecnia/ke\\_potencia/ke\\_potencia\\_elect\\_1.htm](http://www.asifunciona.com/electrotecnia/ke_potencia/ke_potencia_elect_1.htm) (Consulta: 25 de Diciembre de 2014).

[http://www.virtual.unal.edu.co/cursos/sedes/manizales/4030006/lecciones/capitulocinco/5\\_2\\_1.html](http://www.virtual.unal.edu.co/cursos/sedes/manizales/4030006/lecciones/capitulocinco/5_2_1.html) (Consulta: 2 de Enero de 2015)

[http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/iap\\_indicadores-Mar2011.pdf](http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/iap_indicadores-Mar2011.pdf) (Consulta: 02 de Febrero de 2014).

## ANEXOS

Cuadro 1.1.3  
Distribución mensual de la demanda de energía eléctrica (b.c.)

Meses	1991		1992		1993		1994		1995	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Enero	13.241	9,4	13.812	9,8	13.116	9,3	13.150	9,0	13.989	9,2
Febrero	12.119	8,6	12.538	8,9	11.934	8,4	12.164	8,3	12.092	8,0
Marzo	11.502	8,2	12.277	8,7	12.472	8,8	12.097	8,3	13.302	8,8
Abril	11.084	7,9	11.212	7,9	10.906	7,7	11.600	7,9	11.824	7,8
Mayo	11.272	8,0	11.277	8,0	11.102	7,8	11.695	8,0	12.406	8,2
Junio	10.977	7,8	10.822	7,6	11.219	7,9	11.964	8,2	12.450	8,2
Julio	11.864	8,5	12.051	8,5	11.919	8,4	12.805	8,8	13.097	8,6
Agosto	10.478	7,5	10.711	7,6	10.786	7,6	11.645	8,0	12.092	8,0
Septiembre	11.281	8,1	11.357	8,0	11.207	7,9	11.925	8,2	12.240	8,1
Octubre	11.724	8,4	11.618	8,2	11.807	8,3	11.859	8,1	12.364	8,1
Noviembre	12.085	8,6	11.570	8,2	12.334	8,7	12.236	8,4	12.603	8,3
Diciembre	12.490	8,9	12.230	8,6	12.781	9,0	13.142	9,0	13.286	8,8
Total subsistemas	140.117	100,0	141.475	100,0	141.583	100,0	146.282	100,0	151.745	100,0

Cuadro 1.1.4  
Crecimiento mensual de la demanda de energía eléctrica (b.c.)

Meses	1995/1994		1994/1993	
	Mensual	Acumulado	Mensual	Acumulado
Enero	6,38	6,38	0,26	0,26
Febrero	-0,59	3,03	1,93	1,05
Marzo	9,96	5,27	-3,01	-0,30
Abril	1,93	4,48	6,36	1,20
Mayo	6,08	4,79	5,34	1,98
Junio	4,06	4,67	6,64	2,72
Julio	2,28	4,31	7,43	3,40
Agosto	3,84	4,25	7,96	3,92
Septiembre	2,64	4,08	6,41	4,19
Octubre	4,26	4,10	0,44	3,81
Noviembre	3,00	4,00	-0,79	3,37
Diciembre	1,10	3,73	2,82	3,32

Cuadro 1.1.3  
Distribución mensual de la demanda de energía eléctrica (b.c.)

Meses	1993		1994		1995		1996		1997	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Enero	13.116	9,3	13.150	9,0	13.990	9,2	13.851	8,9	14.787	9,1
Febrero	11.934	8,4	12.164	8,3	12.092	8,0	13.528	8,7	12.499	7,7
Marzo	12.472	8,8	12.097	8,3	13.302	8,8	13.540	8,7	12.939	8,0
Abril	10.906	7,7	11.600	7,9	11.824	7,8	11.994	7,7	12.933	8,0
Mayo	11.102	7,8	11.695	8,0	12.406	8,2	12.493	8,0	13.069	8,1
Junio	11.219	7,9	11.964	8,2	12.450	8,2	12.788	8,2	13.048	8,0
Julio	11.919	8,4	12.805	8,8	13.097	8,6	13.523	8,7	13.838	8,5
Agosto	10.786	7,6	11.645	8,0	12.092	8,0	12.236	7,8	12.964	8,0
Septiembre	11.207	7,9	11.925	8,2	12.240	8,1	12.311	7,9	13.633	8,4
Octubre	11.807	8,3	11.859	8,1	12.365	8,1	12.886	8,2	13.744	8,5
Noviembre	12.334	8,7	12.236	8,4	12.612	8,3	13.264	8,5	13.889	8,6
Diciembre	12.781	9,0	13.142	9,0	13.299	8,8	13.831	8,9	14.837	9,1
Total	141.583	100,0	146.282	100,0	151.769	100,0	156.245	100,0	162.180	100,0

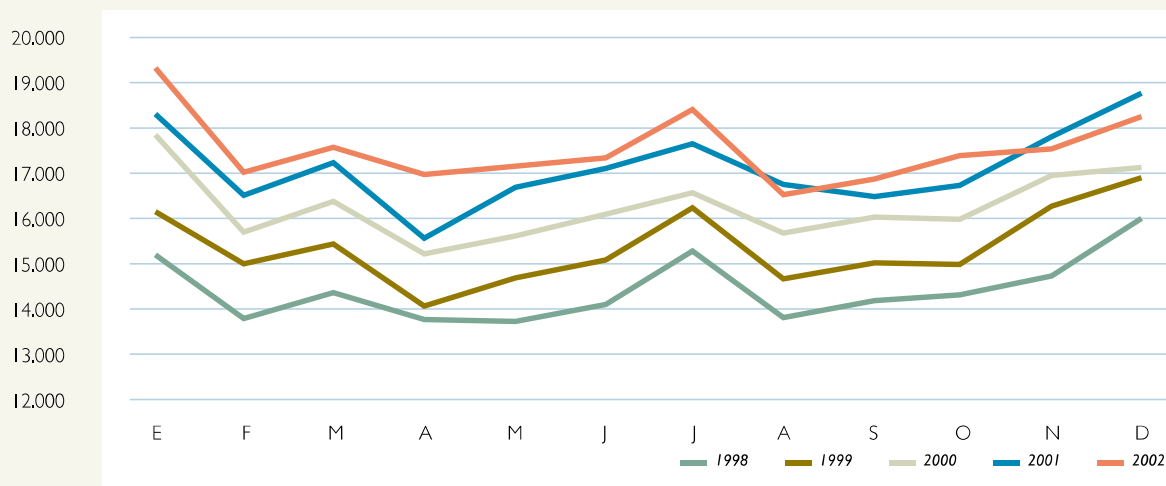
Cuadro 1.1.4  
Crecimiento mensual de la demanda de energía eléctrica (b.c.)

Meses	$\Delta\%$ 1997/1996		$\Delta\%$ 1996/1995	
	Mensual	Acumulado	Mensual	Acumulado
Enero	6,76	6,76	-0,99	-0,99
Febrero	-7,61	-0,34	11,88	4,97
Marzo	-4,44	-1,70	1,79	3,90
Abril	7,83	0,46	1,44	3,33
Mayo	4,61	1,26	0,70	2,82
Junio	2,03	1,38	2,71	2,80
Julio	2,33	1,52	3,25	2,87
Agosto	5,95	2,04	1,19	2,67
Septiembre	10,74	2,96	0,58	2,44
Octubre	6,66	3,33	4,21	2,62
Noviembre	4,71	3,46	5,17	2,85
Diciembre	7,27	3,80	4,00	2,95

### Distribución mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c.

	1998		1999		2000		2001		2002	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Enero	15.175	8,8	16.171	8,8	17.848	9,2	18.290	8,9	19.310	9,2
Febrero	13.704	7,9	14.972	8,1	15.689	8,0	16.494	8,0	16.964	8,1
Marzo	14.383	8,3	15.407	8,4	16.383	8,4	17.243	8,4	17.595	8,4
Abril	13.715	7,9	14.035	7,6	15.202	7,8	15.533	7,6	16.972	8,1
Mayo	13.716	7,9	14.640	7,9	15.566	8,0	16.693	8,1	17.131	8,1
Junio	14.104	8,1	15.061	8,2	16.093	8,3	17.087	8,3	17.330	8,2
Julio	15.287	8,8	16.265	8,8	16.575	8,5	17.645	8,6	18.428	8,8
Agosto	13.818	8,0	14.649	7,9	15.631	8,0	16.749	8,2	16.514	7,9
Septiembre	14.169	8,2	14.994	8,1	16.002	8,2	16.490	8,0	16.881	8,0
Octubre	14.305	8,3	14.951	8,1	15.964	8,2	16.702	8,1	17.382	8,3
Noviembre	14.701	8,5	16.258	8,8	16.922	8,7	17.775	8,7	17.520	8,3
Diciembre	16.003	9,2	16.951	9,2	17.134	8,8	18.784	9,1	18.248	8,7
<b>Total</b>	<b>173.081</b>	<b>100,0</b>	<b>184.354</b>	<b>100,0</b>	<b>195.010</b>	<b>100,0</b>	<b>205.485</b>	<b>100,0</b>	<b>210.278</b>	<b>100,0</b>

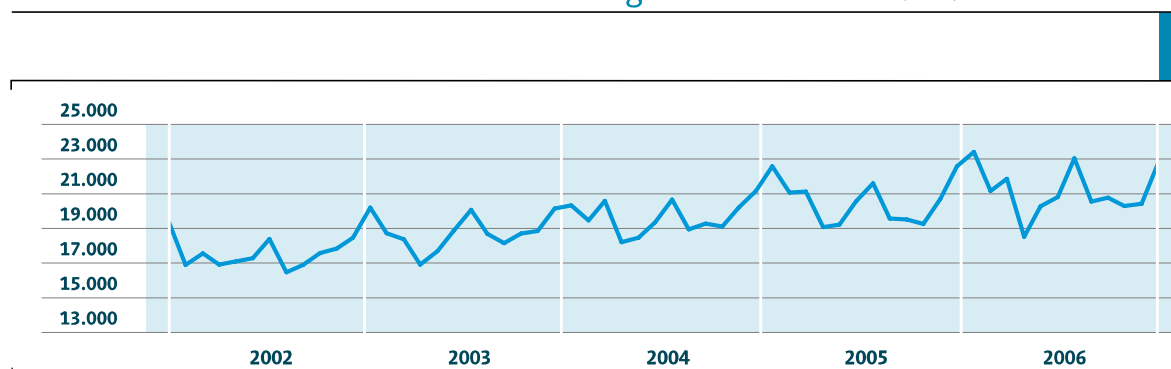
### Evolución mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c.



### ■ Distribución mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c.

	2002		2003		2004		2005		2006	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Enero	19.331	9,1	20.206	8,9	20.334	8,6	22.530	9,1	23.340	9,2
Febrero	16.985	8,0	18.769	8,3	19.482	8,3	21.053	8,5	21.135	8,3
Marzo	17.622	8,3	18.425	8,2	20.594	8,7	21.104	8,6	21.822	8,6
Abril	17.000	8,0	17.004	7,5	18.262	7,7	19.100	7,7	18.564	7,3
Mayo	17.172	8,1	17.751	7,9	18.519	7,8	19.256	7,8	20.284	8,0
Junio	17.361	8,2	18.913	8,4	19.384	8,2	20.563	8,3	20.799	8,2
Julio	18.454	8,7	20.073	8,9	20.653	8,8	21.573	8,7	22.977	9,1
Agosto	16.568	7,8	18.736	8,3	18.987	8,0	19.584	7,9	20.554	8,1
Septiembre	16.983	8,0	18.193	8,1	19.300	8,2	19.539	7,9	20.773	8,2
Octubre	17.646	8,3	18.747	8,3	19.135	8,1	19.278	7,8	20.299	8,0
Noviembre	17.885	8,5	18.898	8,4	20.212	8,6	20.703	8,4	20.420	8,0
Diciembre	18.509	8,8	20.135	8,9	21.138	9,0	22.541	9,1	22.697	8,9
<b>Total</b>	<b>211.516</b>	<b>100,0</b>	<b>225.850</b>	<b>100,0</b>	<b>235.999</b>	<b>100,0</b>	<b>246.822</b>	<b>100,0</b>	<b>253.664</b>	<b>100,0</b>

### ■ Evolución mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c. (GWh)

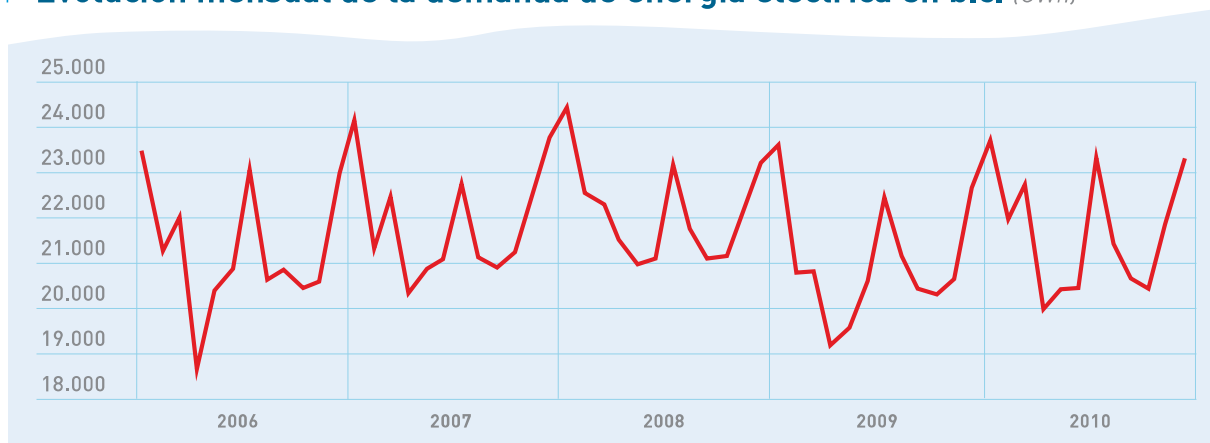




## Distribución mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c.

	2006		2007		2008		2009		2010	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Enero	23.459	9,2	24.159	9,2	24.433	9,2	23.642	9,4	23.770	9,1
Febrero	21.262	8,3	21.183	8,1	22.547	8,5	20.759	8,2	21.881	8,4
Marzo	21.975	8,6	22.566	8,6	22.312	8,4	20.819	8,3	22.827	8,8
Abril	18.687	7,3	20.261	7,7	21.496	8,1	19.147	7,6	19.933	7,6
Mayo	20.380	8,0	20.864	7,9	20.951	7,9	19.582	7,8	20.412	7,8
Junio	20.850	8,2	21.080	8,0	21.081	7,9	20.517	8,1	20.447	7,8
Julio	23.038	9,0	22.852	8,7	23.240	8,8	22.476	8,9	23.514	9,0
Agosto	20.603	8,1	21.112	8,0	21.730	8,2	21.174	8,4	21.430	8,2
Septiembre	20.839	8,2	20.899	8,0	21.082	7,9	20.422	8,1	20.648	7,9
Octubre	20.448	8,0	21.214	8,1	21.124	8,0	20.296	8,0	20.408	7,8
Noviembre	20.584	8,1	22.512	8,6	22.047	8,3	20.646	8,2	21.960	8,4
Diciembre	22.896	9,0	23.734	9,0	23.164	8,7	22.720	9,0	23.378	9,0
<b>Total</b>	<b>255.022</b>	<b>100,0</b>	<b>262.436</b>	<b>100,0</b>	<b>265.206</b>	<b>100,0</b>	<b>252.201</b>	<b>100,0</b>	<b>260.609</b>	<b>100,0</b>

## Evolución mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c. (GWh)



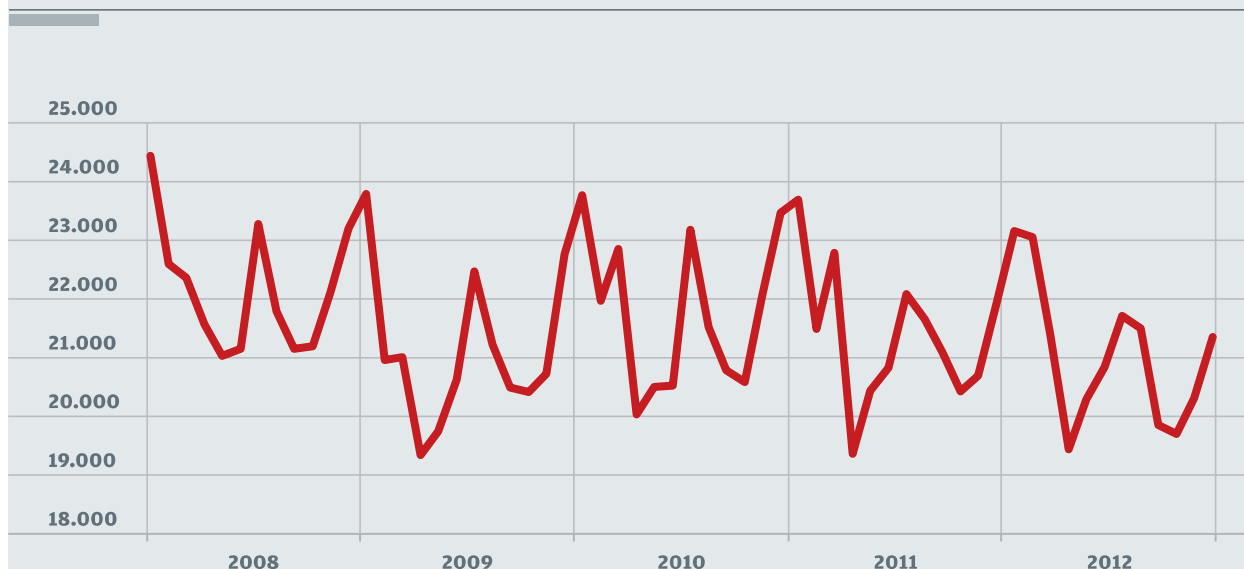
# Demanda de energía eléctrica 01

Sistema peninsular

## DISTRIBUCIÓN MENSUAL DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN B.C.

	2008		2009		2010		2011		2012	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Enero	24.433	9,2	23.771	9,4	23.751	9,1	23.668	9,3	23.120	9,2
Febrero	22.547	8,5	20.885	8,3	21.911	8,4	21.415	8,4	23.018	9,1
Marzo	22.312	8,4	20.926	8,3	22.816	8,8	22.737	8,9	21.344	8,5
Abril	21.496	8,1	19.228	7,6	19.935	7,7	19.255	7,5	19.332	7,7
Mayo	20.951	7,9	19.642	7,8	20.423	7,8	20.347	8,0	20.196	8,0
Junio	21.081	7,9	20.540	8,1	20.439	7,8	20.743	8,1	20.757	8,2
Julio	23.240	8,8	22.425	8,9	23.145	8,9	22.023	8,6	21.649	8,6
Agosto	21.730	8,2	21.149	8,4	21.456	8,2	21.592	8,4	21.435	8,5
Septiembre	21.082	7,9	20.401	8,1	20.702	7,9	21.021	8,2	19.759	7,9
Octubre	21.124	8,0	20.325	8,0	20.499	7,9	20.339	8,0	19.592	7,8
Noviembre	22.047	8,3	20.644	8,2	22.012	8,4	20.615	8,1	20.227	8,0
Diciembre	23.164	8,7	22.725	9,0	23.444	9,0	21.877	8,6	21.280	8,5
<b>Total</b>	<b>265.206</b>	<b>100,0</b>	<b>252.660</b>	<b>100,0</b>	<b>260.530</b>	<b>100,0</b>	<b>255.631</b>	<b>100,0</b>	<b>251.710</b>	<b>100,0</b>

## EVOLUCIÓN MENSUAL DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN B.C. (GWh)



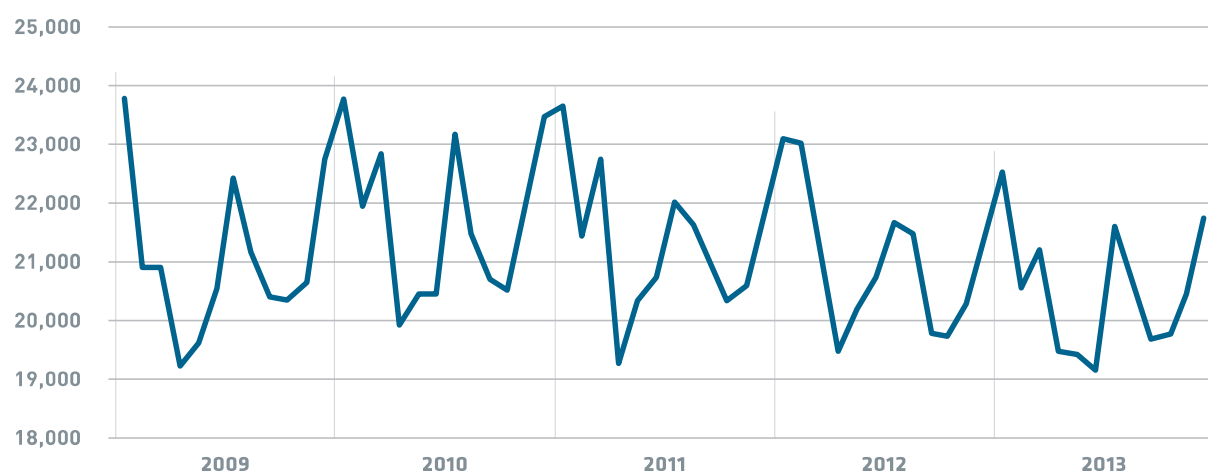


## MONTHLY DISTRIBUTION OF THE ELECTRICITY DEMAND AT POWER STATION BUSBARS

	2009		2010		2011		2012		2013	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
January	23,771	9.4	23,751	9.1	23,668	9.3	23,108	9.2	22,553	9.2
February	20,885	8.3	21,911	8.4	21,415	8.4	22,990	9.1	20,549	8.3
March	20,926	8.3	22,816	8.8	22,737	8.9	21,331	8.5	21,222	8.6
April	19,228	7.6	19,935	7.7	19,255	7.5	19,477	7.7	19,498	7.9
May	19,642	7.8	20,423	7.8	20,347	8.0	20,191	8.0	19,447	7.9
June	20,540	8.1	20,439	7.8	20,743	8.1	20,752	8.2	19,144	7.8
July	22,425	8.9	23,145	8.9	22,023	8.6	21,671	8.6	21,638	8.8
August	21,149	8.4	21,456	8.2	21,592	8.4	21,448	8.5	20,608	8.4
September	20,401	8.1	20,702	7.9	21,021	8.2	19,799	7.9	19,680	8.0
October	20,325	8.0	20,499	7.9	20,339	8.0	19,717	7.8	19,772	8.0
November	20,644	8.2	22,012	8.4	20,615	8.1	20,270	8.0	20,462	8.3
December	22,725	9.0	23,444	9.0	21,877	8.6	21,328	8.5	21,741	8.8
<b>Total</b>	<b>252,660</b>	<b>100.0</b>	<b>260,530</b>	<b>100.0</b>	<b>255,631</b>	<b>100.0</b>	<b>252,083</b>	<b>100.0</b>	<b>246,313</b>	<b>100.0</b>

## MONTHLY EVOLUTION OF THE ELECTRICITY DEMAND AT POWER STATION BUSBARS

GWh



## 2. Balance de energía eléctrica



### 2.1 Balance de energía eléctrica del sistema peninsular<sup>(1)</sup>

	Potencia MW	Enero 2014		Acumulado anual		Año móvil <sup>(2)</sup>	
		GWh	% 14/13	GWh	% 14/13	GWh	% 14/13
Hidráulica	17.765	3.961	43,9	3.961	43,9	35.179	71,0
Nuclear	7.866	4.738	-1,4	4.738	-1,4	56.762	-6,7
Carbón	11.131	2.192	-28,7	2.192	-28,7	38.926	-25,5
Fuel + gas	520	0	-	0	-	0	-
Ciclo combinado <sup>(3)</sup>	25.353	1.534	-42,8	1.534	-42,8	23.925	-35,2
Consumos generación <sup>(4)</sup>		-447	-13,4	-447	-13,4	-6.268	-18,3
Resto hidráulica <sup>(5)</sup>	2.086	750	12,3	750	12,3	7.179	44,3
Eólica	22.747	6.626	5,3	6.626	5,3	54.668	7,7
Solar fotovoltaica	4.435	402	-4,0	402	-4,0	7.883	1,5
Solar térmica	2.300	85	-24,9	85	-24,9	4.413	28,3
Térmica renovable	981	407	-6,7	407	-6,7	5.030	5,0
Cogeneración y resto	7.123	2.716	-9,5	2.716	-9,5	31.707	-5,6
<b>Generación neta</b>		<b>22.963</b>	<b>-3,2</b>	<b>22.963</b>	<b>-3,2</b>	<b>259.404</b>	<b>-3,3</b>
Consumo en bombeo		-910	30,5	-910	30,5	-6.171	17,1
Enlace Península-Baleares <sup>(6)</sup>		-99	-9,3	-99	-9,3	-1.258	86,0
Saldos intercambios internacionales <sup>(7)</sup>		30	-108,2	30	-108,2	-6.338	-42,6
<b>Demanda transporte (b.c.)</b>	<b>102.307</b>	<b>21.984</b>	<b>-2,5</b>	<b>21.984</b>	<b>-2,5</b>	<b>245.637</b>	<b>-2,3</b>

(1) Asignación de unidades de producción según combustible especial.

(2) Año móvil: valor acumulado en los últimos 365 días o 366 días en años bisiestos.

(3) Incluye funcionamiento en ciclo abierto.

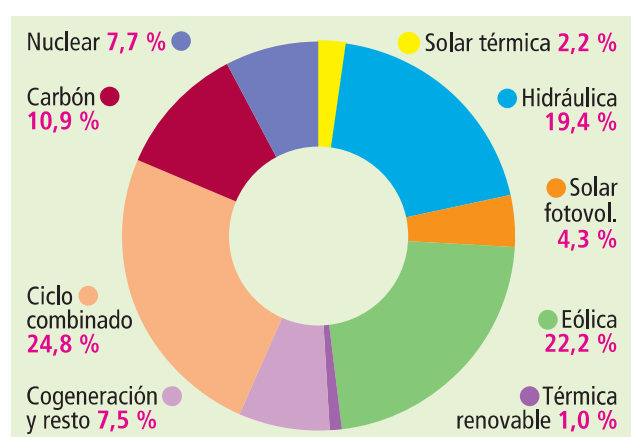
(4) Consumos en generación correspondientes a la producción hidráulica, nuclear, carbón, fuel + gas y ciclo combinado.

(5) Incluye todas aquellas unidades menores de 50 MW que no pertenecen a ninguna unidad de gestión hidráulica (UGH).

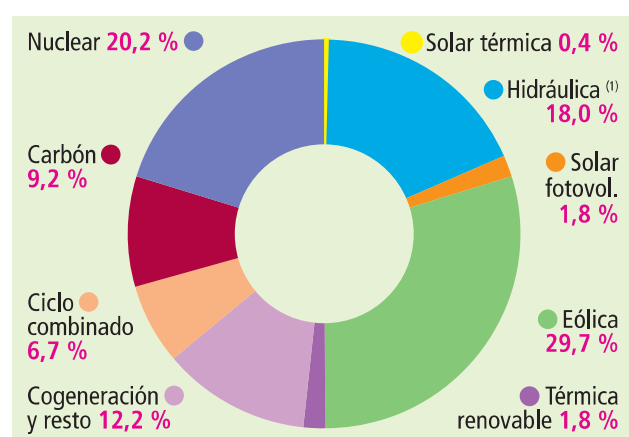
(6) Valor positivo: entrada de energía en el sistema; valor negativo: salida de energía del sistema. Enlace funcionando al mínimo técnico de seguridad hasta el 13/08/2012.

(7) Valor positivo: saldo importador; valor negativo: saldo exportador.

### 2.2 Estructura de la potencia instalada a 31 de enero.



### 2.3 Estructura de la generación neta. Enero



(1) No incluye la generación bombeo.

## 2. Balance de energía eléctrica



### 2.1 Balance de energía eléctrica del sistema peninsular<sup>(1)</sup>

	Potencia MW	Febrero 2014		Acumulado anual		Año móvil <sup>(2)</sup>	
		GWh	% 14/13	GWh	% 14/13	GWh	% 14/13
Hidráulica	17.765	5.488	69,2	9.444	57,5	37.419	65,3
Nuclear	7.866	4.932	6,7	9.674	2,6	57.075	-5,0
Carbón	11.131	749	-71,0	3.028	-46,5	37.177	-24,5
Fuel + gas	520	0	-	0	-	0	-
Ciclo combinado <sup>(3)</sup>	25.353	1.234	-38,8	2.843	-39,5	23.217	-33,6
Consumos generación <sup>(4)</sup>		-397	-13,6	-861	-11,8	-6.222	-16,5
Resto hidráulica <sup>(5)</sup>	2.086	700	1,8	1.482	9,4	7.224	35,5
Eólica	22.743	5.973	11,8	12.509	7,5	55.211	8,0
Solar fotovoltaica	4.439	431	-13,9	781	-15,0	7.761	1,7
Solar térmica	2.300	109	-46,8	188	-40,7	4.312	25,2
Térmica renovable	981	302	-27,3	725	-14,8	4.933	2,1
Cogeneración y resto	7.123	2.010	-25,3	4.690	-17,6	30.992	-7,4
<b>Generación neta</b>		<b>21.529</b>	<b>-1,4</b>	<b>44.503</b>	<b>-2,3</b>	<b>259.099</b>	<b>-2,3</b>
Consumo en bombeo		-669	18,9	-1.527	21,2	-6.225	15,5
Enlace Península-Baleares <sup>(6)</sup>		-87	-4,1	-186	-7,0	-1.255	69,1
Saldos intercambios internacionales <sup>(7)</sup>		-494	-23,1	-466	-53,7	-6.191	-39,9
<b>Demanda transporte (b.c.)</b>	<b>102.306</b>	<b>20.279</b>	<b>-1,3</b>	<b>42.325</b>	<b>-1,8</b>	<b>245.429</b>	<b>-1,4</b>

(1) Asignación de unidades de producción según combustible especial.

(2) Año móvil: valor acumulado en los últimos 365 días o 366 días en años bisiestos.

(3) Incluye funcionamiento en ciclo abierto.

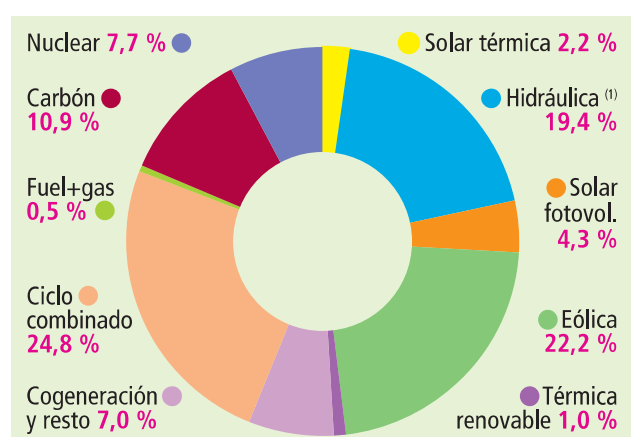
(4) Consumos en generación correspondientes a la producción hidráulica, nuclear, carbón, fuel + gas y ciclo combinado.

(5) Incluye todas aquellas unidades menores de 50 MW que no pertenecen a ninguna unidad de gestión hidráulica (UGH).

(6) Valor positivo: entrada de energía en el sistema; valor negativo: salida de energía del sistema. Enlace funcionando al mínimo técnico de seguridad hasta el 13/08/2012.

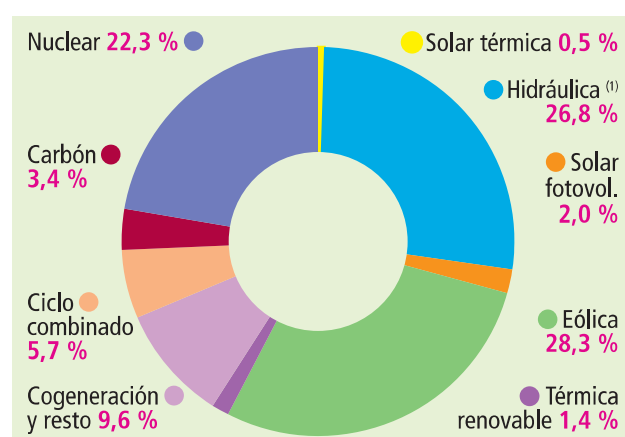
(7) Valor positivo: saldo importador; valor negativo: saldo exportador.

### 2.2 Estructura de la potencia instalada a 28 de febrero.



(1) Incluye la potencia de bombeo puro.

### 2.3 Estructura de la generación neta. Febrero



(1) No incluye la generación bombeo.

## 2. Balance de energía eléctrica



### 2.1 Balance de energía eléctrica del sistema peninsular<sup>(1)</sup>

	Potencia MW	Marzo 2014		Acumulado anual		Año móvil <sup>(2)</sup>	
		GWh	% 14/13	GWh	% 14/13	GWh	% 14/13
Hidráulica	17.766	4.952	15,7	14.335	39,5	38.029	48,3
Nuclear	7.866	5.522	1,6	15.189	2,2	57.154	-4,4
Carbón	11.131	1.157	-14,4	4.252	-39,3	37.048	-19,1
Fuel + gas	520	0	-	0	-	0	-
Ciclo combinado <sup>(3)</sup>	25.353	1.246	-18,9	4.180	-33,0	23.022	-31,0
Consumos generación <sup>(4)</sup>		-435	5,6	-1.267	-8,7	-6.216	-13,5
Resto hidráulica <sup>(5)</sup>	2.100	751	-10,8	2.286	4,0	7.185	22,9
Eólica	22.743	5.128	-10,8	17.547	1,0	54.499	2,7
Solar fotovoltaica	4.439	699	31,6	1.452	0,1	7.900	6,4
Solar térmica	2.300	398	217,7	581	31,3	4.580	37,4
Térmica renovable	989	344	-24,1	1.097	-15,9	4.852	-0,7
Cogeneración y resto	7.095	1.918	-33,5	6.567	-23,4	29.986	-10,3
<b>Generación neta</b>		<b>21.681</b>	<b>-4,8</b>	<b>66.218</b>	<b>-3,1</b>	<b>258.040</b>	<b>-2,8</b>
Consumo en bombeo		-590	-43,9	-2.081	-10,0	-5.726	-4,8
Enlace Península-Baleares <sup>(6)</sup>		-89	5,1	-274	-3,5	-1.259	59,4
Saldos intercambios internacionales <sup>(7)</sup>		-239	-44,6	-701	-51,2	-5.996	-39,2
<b>Demanda transporte (b.c.)</b>	<b>102.301</b>	<b>20.764</b>	<b>-2,1</b>	<b>63.161</b>	<b>-1,8</b>	<b>245.059</b>	<b>-1,5</b>

(1) Asignación de unidades de producción según combustible especial.

(2) Año móvil: valor acumulado en los últimos 365 días o 366 días en años bisiestos.

(3) Incluye funcionamiento en ciclo abierto.

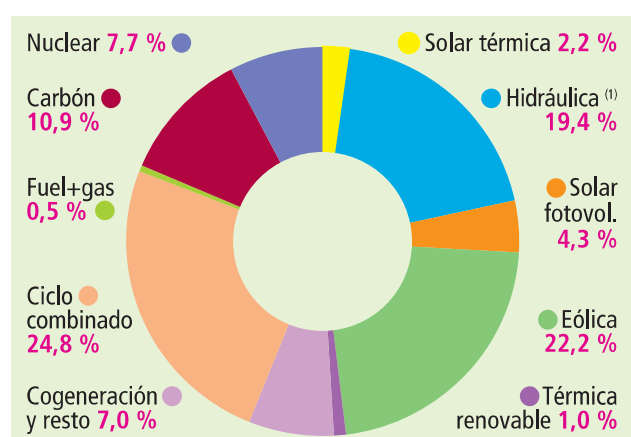
(4) Consumos en generación correspondientes a la producción hidráulica, nuclear, carbón, fuel + gas y ciclo combinado.

(5) Incluye todas aquellas unidades menores de 50 MW que no pertenecen a ninguna unidad de gestión hidráulica (UGH).

(6) Valor positivo: entrada de energía en el sistema; valor negativo: salida de energía del sistema. Enlace funcionando al mínimo técnico de seguridad hasta el 13/08/2012.

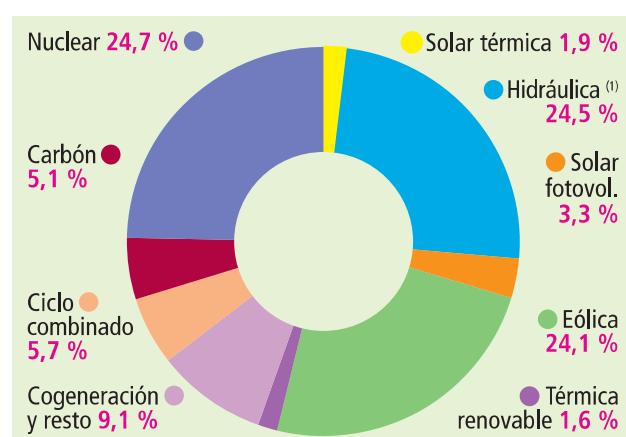
(7) Valor positivo: saldo importador; valor negativo: saldo exportador.

### 2.2 Estructura de la potencia instalada a 31 de marzo.



(1) Incluye la potencia de bombeo puro.

### 2.3 Estructura de la generación neta. Marzo



(1) No incluye la generación bombeo.

## 2. Balance de energía eléctrica



### 2.1 Balance de energía eléctrica del sistema peninsular<sup>(1)</sup>

	Potencia MW	Abril 2014		Acumulado anual		Año móvil <sup>(2)</sup>	
		GWh	% 14/13	GWh	% 14/13	GWh	% 14/13
Hidráulica	17.786	4.649	-6,4	18.918	24,1	37.648	29,8
Nuclear	7.866	5.288	13,6	20.467	4,9	57.777	-2,1
Carbón	11.131	1.228	24,9	5.566	-30,4	37.380	-15,2
Fuel + gas	520	0	-	0	-	0	-
Ciclo combinado <sup>(3)</sup>	25.353	1.191	2,1	5.459	-26,4	23.135	-28,2
Consumos generación <sup>(4)</sup>		-426	15,1	-1.676	-4,7	-6.187	-9,1
Resto hidráulica <sup>(5)</sup>	2.102	746	-11,7	3.084	1,4	7.140	14,7
Eólica	22.740	4.013	-8,7	21.471	-1,4	54.031	3,6
Solar fotovoltaica	4.438	765	5,5	2.210	1,5	7.948	5,6
Solar térmica	2.300	462	53,5	1.026	38,0	4.724	36,6
Térmica renovable	990	336	-20,3	1.454	-15,7	4.793	-2,9
Cogeneración y resto	7.077	1.723	-38,1	8.239	-27,4	28.872	-13,6
<b>Generación neta</b>		<b>19.974</b>	<b>-4,3</b>	<b>86.219</b>	<b>-3,4</b>	<b>257.261</b>	<b>-3,0</b>
Consumo en bombeo		-585	-33,0	-2.600	-18,4	-5.372	-15,0
Enlace Península-Baleares <sup>(6)</sup>		-80	-8,8	-354	-4,8	-1.251	48,4
Saldos intercambios internacionales <sup>(7)</sup>		-665	61,8	-1.354	-26,8	-6.237	-31,2
<b>Demanda transporte (b.c.)</b>	<b>102.301</b>	<b>18.644</b>	<b>-4,4</b>	<b>81.911</b>	<b>-2,3</b>	<b>244.401</b>	<b>-1,8</b>

(1) Asignación de unidades de producción según combustible especial.

(2) Año móvil: valor acumulado en los últimos 365 días o 366 días en años bisiestos.

(3) Incluye funcionamiento en ciclo abierto.

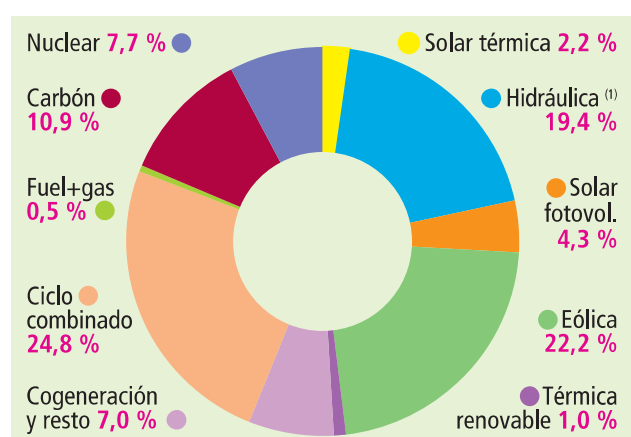
(4) Consumos en generación correspondientes a la producción hidráulica, nuclear, carbón, fuel + gas y ciclo combinado.

(5) Incluye todas aquellas unidades menores de 50 MW que no pertenecen a ninguna unidad de gestión hidráulica (UGH).

(6) Valor positivo: entrada de energía en el sistema; valor negativo: salida de energía del sistema. Enlace funcionando al mínimo técnico de seguridad hasta el 13/08/2012.

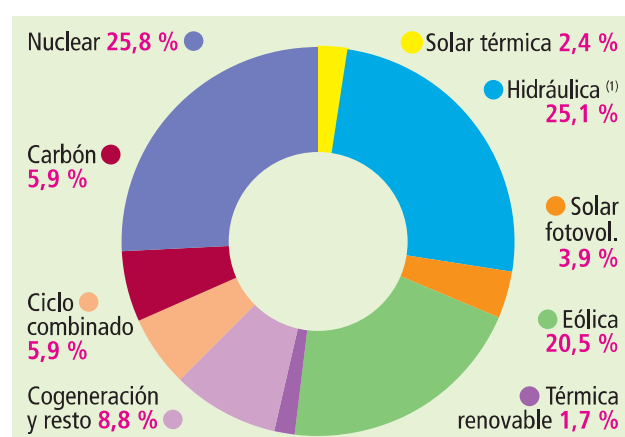
(7) Valor positivo: saldo importador; valor negativo: saldo exportador.

### 2.2 Estructura de la potencia instalada a 30 de abril.



(1) Incluye la potencia de bombeo puro.

### 2.3 Estructura de la generación neta. Abril



(1) No incluye la generación bombeo.

## 2. Balance de energía eléctrica



### 2.1 Balance de energía eléctrica del sistema peninsular<sup>(1)</sup>

	Potencia <sup>(2)</sup>	Mayo 2014		Acumulado anual		Año móvil <sup>(3)</sup>	
	MW	GWh	% 14/13	GWh	% 14/13	GWh	% 14/13
Hidráulica	17.786	2.518	-24,2	21.363	15,1	36.771	21,9
Nuclear	7.866	4.539	8,8	24.997	5,5	58.136	-0,6
Carbón	11.131	3.400	66,1	9.064	-9,7	38.831	-7,7
Fuel + gas	520	0	-	0	-	0	-
Ciclo combinado <sup>(4)</sup>	25.353	1.469	-12,7	7.021	-22,8	23.014	-26,8
Consumos generación <sup>(5)</sup>		-496	21,5	-2.167	0,1	-6.271	-5,6
Resto hidráulica <sup>(6)</sup>	2.102	607	-22,1	3.718	-2,7	6.994	9,9
Eólica	22.854	4.136	5,2	25.543	-0,7	54.170	3,4
Solar fotovoltaica	4.427	877	5,4	3.063	1,8	7.968	5,8
Solar térmica	2.300	730	46,1	1.729	39,1	4.928	36,6
Térmica renovable	990	409	-6,6	1.866	-13,7	4.767	-4,9
Cogeneración y resto	7.077	2.060	-26,9	10.263	-27,6	28.078	-15,9
<b>Generación neta</b>		<b>20.249</b>	<b>0,7</b>	<b>106.460</b>	<b>-2,6</b>	<b>257.386</b>	<b>-2,4</b>
Consumo en bombeo		-435	-3,9	-2.958	-18,7	-5.278	-17,7
Enlace Península-Baleares <sup>(7)</sup>		-86	2,4	-440	-3,5	-1.253	39,3
Saldos intercambios internacionales <sup>(8)</sup>		-256	94,2	-1.597	-19,4	-6.349	-23,1
<b>Demanda transporte (b.c.)</b>	<b>102.404</b>	<b>19.472</b>	<b>0,1</b>	<b>101.464</b>	<b>-1,7</b>	<b>244.507</b>	<b>-1,5</b>

(1) Asignación de unidades de producción según combustible especial.

(2) Fuente: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en resto hidráulica, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, térmica renovable y cogeneración y resto.

(3) Año móvil: valor acumulado en los últimos 365 días o 366 días en años bisiestos.

(4) Incluye funcionamiento en ciclo abierto.

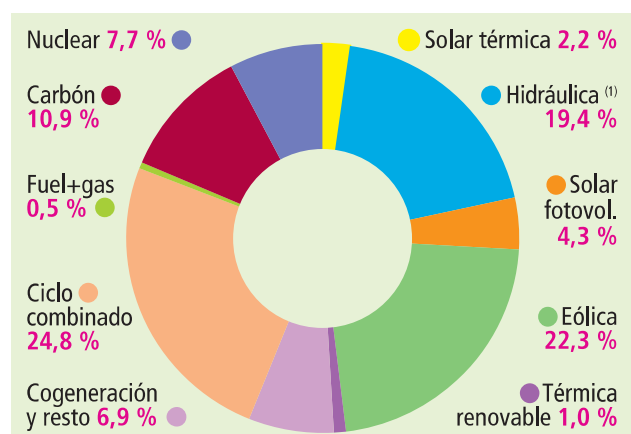
(5) Consumos en generación correspondientes a la producción hidráulica, nuclear, carbón, fuel + gas y ciclo combinado.

(6) Incluye todas aquellas unidades menores de 50 MW que no pertenecen a ninguna unidad de gestión hidráulica (UGH).

(7) Valor positivo: entrada de energía en el sistema; valor negativo: salida de energía del sistema, Enlace funcionando al mínimo técnico de seguridad hasta el 13/08/2012.

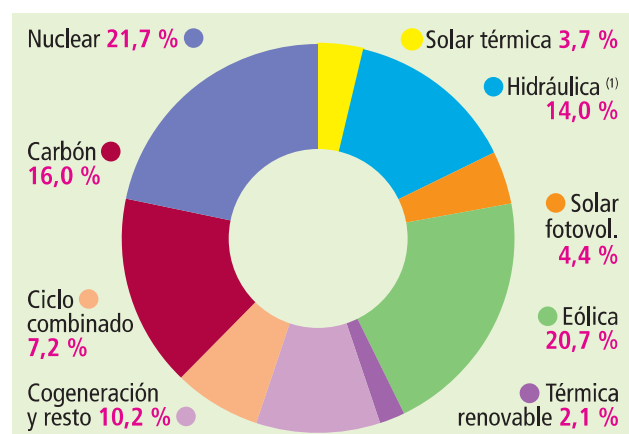
(8) Valor positivo: saldo importador; valor negativo: saldo exportador.

### 2.2 Estructura de la potencia instalada a 31 de mayo.



(1) Incluye la potencia de bombeo puro.

### 2.3 Estructura de la generación neta. Mayo



(1) No incluye la generación bombeo.

## 2. Balance de energía eléctrica



### 2.1 Balance de energía eléctrica del sistema peninsular<sup>(1)</sup>

	Potencia <sup>(2)</sup>	Junio 2014		Acumulado anual		Año móvil <sup>(3)</sup>	
	MW	GWh	% 14/13	GWh	% 14/13	GWh	% 14/13
Hidráulica	17.786	2.199	-21,3	23.562	10,3	36.176	16,4
Nuclear	7.866	3.597	-20,4	28.594	1,4	57.216	-3,6
Carbón	10.972	5.299	99,1	14.363	13,1	41.469	5,4
Fuel + gas	520	0	-	0	-	0	-
Ciclo combinado <sup>(4)</sup>	25.353	1.796	26,5	8.817	-16,2	23.390	-21,2
Consumos generación <sup>(5)</sup>		-568	24,7	-2.735	4,3	-6.383	-1,3
Resto hidráulica <sup>(6)</sup>	2.102	517	-21,6	4.235	-5,5	6.852	4,1
Eólica	22.854	3.285	-14,2	28.828	-2,4	53.629	1,6
Solar fotovoltaica	4.427	878	-0,9	3.940	1,2	7.960	5,1
Solar térmica	2.300	715	10,5	2.445	29,3	4.996	30,1
Térmica renovable	990	406	3,6	2.272	-11,1	4.781	-4,4
Cogeneración y resto	7.077	2.181	-17,7	12.445	-26,0	27.608	-17,2
<b>Generación neta</b>		<b>20.307</b>	<b>1,5</b>	<b>126.766</b>	<b>-2,0</b>	<b>257.693</b>	<b>-1,7</b>
Consumo en bombeo		-367	-4,6	-3.325	-17,3	-5.260	-18,8
Enlace Península-Baleares <sup>(7)</sup>		-125	10,8	-565	-0,7	-1.265	29,6
Saldos intercambios internacionales <sup>(8)</sup>		-292	-18,7	-1.889	-19,3	-6.282	-21,4
<b>Demanda transporte (b.c.)</b>	<b>102.244</b>	<b>19.523</b>	<b>2,0</b>	<b>120.987</b>	<b>-1,2</b>	<b>244.887</b>	<b>-0,7</b>

(1) Asignación de unidades de producción según combustible especial.

(2) Fuente: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en resto hidráulica, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, térmica renovable y cogeneración y resto.

(3) Año móvil: valor acumulado en los últimos 365 días o 366 días en años bisiestos.

(4) Incluye funcionamiento en ciclo abierto.

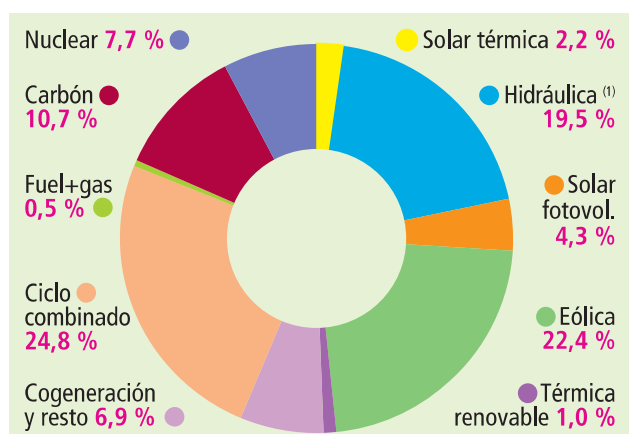
(5) Consumos en generación correspondientes a la producción hidráulica, nuclear, carbón, fuel + gas y ciclo combinado.

(6) Incluye todas aquellas unidades menores de 50 MW que no pertenecen a ninguna unidad de gestión hidráulica (UGH).

(7) Valor positivo: entrada de energía en el sistema; valor negativo: salida de energía del sistema, Enlace funcionando al mínimo técnico de seguridad hasta el 13/08/2012.

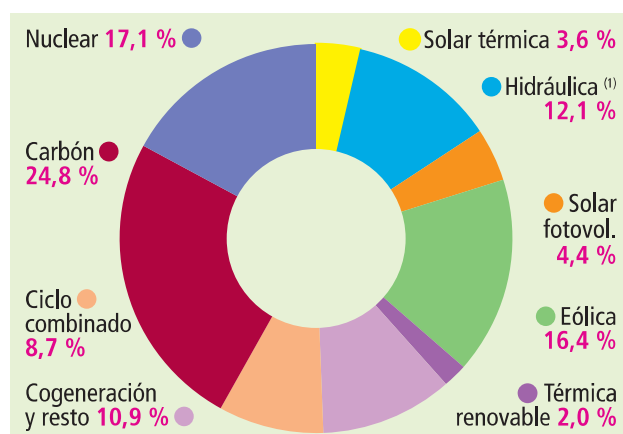
(8) Valor positivo: saldo importador; valor negativo: saldo exportador.

### 2.2 Estructura de la potencia instalada a 30 de junio.



(1) Incluye la potencia de bombeo puro.

### 2.3 Estructura de la generación neta. Junio



(1) No incluye la generación bombeo.



## 2. Balance de energía eléctrica



### 2.1 Balance de energía eléctrica del sistema peninsular<sup>(1)</sup>

	Potencia <sup>(2)</sup>	Julio 2014		Acumulado anual		Año móvil <sup>(3)</sup>	
	MW	GWh	% 14/13	GWh	% 14/13	GWh	% 14/13
Hidráulica	17.786	2.093	-12,4	25.649	8,0	35.875	12,4
Nuclear	7.866	4.471	-16,9	33.054	-1,6	56.293	-5,2
Carbón	10.972	5.701	2,1	20.117	10,0	41.638	4,3
Fuel + gas	520	0	-	0	-	0	-
Ciclo combinado <sup>(4)</sup>	25.353	1.889	-17,0	10.736	-16,1	23.032	-19,3
Consumos generación <sup>(5)</sup>		-631	-8,2	-3.369	1,8	-6.329	-2,1
Resto hidráulica <sup>(6)</sup>	2.102	444	-17,1	4.683	-6,6	6.765	-0,2
Eólica	22.854	3.657	28,6	32.475	0,3	54.431	3,4
Solar fotovoltaica	4.427	929	-0,1	4.849	0,5	7.939	4,4
Solar térmica	2.300	864	13,9	3.281	23,9	5.073	25,0
Térmica renovable	990	424	-1,9	2.696	-9,8	4.772	-4,7
Cogeneración y resto	7.077	2.199	-17,2	14.632	-24,9	27.138	-18,3
<b>Generación neta</b>		<b>22.038</b>	<b>-4,6</b>	<b>148.801</b>	<b>-2,4</b>	<b>256.628</b>	<b>-2,3</b>
Consumo en bombeo		-273	6,6	-3.557	-16,9	-5.236	-18,8
Enlace Península-Baleares <sup>(7)</sup>		-153	5,3	-718	0,5	-1.272	17,2
Saldos intercambios internacionales <sup>(8)</sup>		-490	-53,8	-2.373	-30,2	-5.705	-32,3
<b>Demanda transporte (b.c.)</b>	<b>102.244</b>	<b>21.122</b>	<b>-2,4</b>	<b>142.153</b>	<b>-1,3</b>	<b>244.415</b>	<b>-0,9</b>

(1) Asignación de unidades de producción según combustible especial.

(2) Fuente: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en resto hidráulica, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, térmica renovable y cogeneración y resto.

(3) Año móvil: valor acumulado en los últimos 365 días o 366 días en años bisiestos.

(4) Incluye funcionamiento en ciclo abierto.

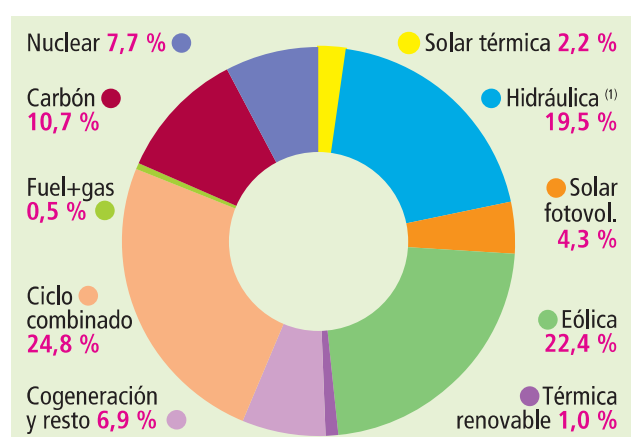
(5) Consumos en generación correspondientes a la producción hidráulica, nuclear, carbón, fuel + gas y ciclo combinado.

(6) Incluye todas aquellas unidades menores de 50 MW que no pertenecen a ninguna unidad de gestión hidráulica (UGH).

(7) Valor positivo: entrada de energía en el sistema; valor negativo: salida de energía del sistema, Enlace funcionando al mínimo técnico de seguridad hasta el 13/08/2012.

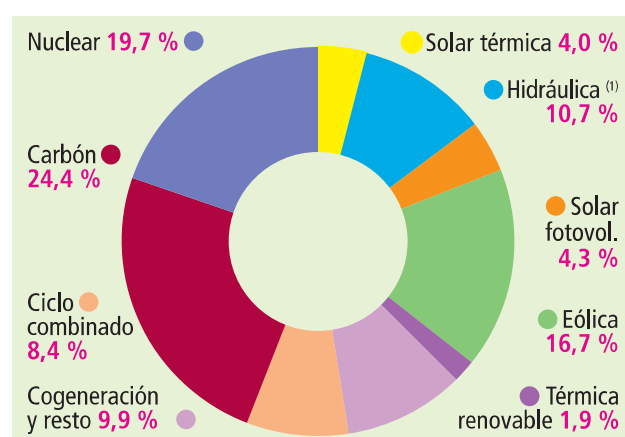
(8) Valor positivo: saldo importador; valor negativo: saldo exportador.

### 2.2 Estructura de la potencia instalada a 31 de julio.



(1) Incluye la potencia de bombeo puro.

### 2.3 Estructura de la generación neta. Julio



(1) No incluye la generación bombeo.



## 2. Balance de energía eléctrica



### 2.1 Balance de energía eléctrica del sistema peninsular<sup>(1)</sup>

	Potencia <sup>(2)</sup>	Agosto 2014		Acumulado anual		Año móvil <sup>(3)</sup>	
	MW	GWh	% 14/13	GWh	% 14/13	GWh	% 14/13
Hidráulica	17.786	1.851	-3,9	27.479	7,0	35.778	10,1
Nuclear	7.866	4.434	-16,0	37.487	-3,5	55.450	-5,9
Carbón	10.972	5.391	15,3	25.560	11,3	42.406	7,5
Fuel + gas	520	0	-	0	-	0	-
Ciclo combinado <sup>(4)</sup>	25.353	2.304	-5,1	13.044	-14,3	22.912	-16,4
Consumos generación <sup>(5)</sup>		-682	7,0	-4.080	3,4	-6.402	0,3
Resto hidráulica <sup>(6)</sup>	2.102	397	-1,4	5.116	-5,6	6.795	-1,8
Eólica	22.854	2.889	-15,3	35.296	-1,4	53.841	1,8
Solar fotovoltaica	4.427	868	1,4	5.693	0,2	7.926	3,8
Solar térmica	2.300	860	29,9	4.087	23,5	5.218	23,2
Térmica renovable	990	441	5,7	3.124	-8,2	4.783	-4,8
Cogeneración y resto	7.077	2.150	2,5	16.814	-22,1	27.223	-17,4
<b>Generación neta</b>		<b>20.904</b>	<b>-2,8</b>	<b>169.619</b>	<b>-2,5</b>	<b>255.931</b>	<b>-2,1</b>
Consumo en bombeo		-248	7,2	-3.772	-16,4	-5.219	-17,3
Enlace Península-Baleares <sup>(7)</sup>		-165	4,8	-883	1,3	-1.280	8,9
Saldos intercambios internacionales <sup>(8)</sup>		-245	-52,7	-2.609	-33,4	-5.424	-34,6
<b>Demanda transporte (b.c.)</b>	<b>102.244</b>	<b>20.246</b>	<b>-1,8</b>	<b>162.355</b>	<b>-1,4</b>	<b>244.009</b>	<b>-0,7</b>

(1) Asignación de unidades de producción según combustible especial.

(2) Fuente: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en resto hidráulica, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, térmica renovable y cogeneración y resto.

(3) Año móvil: valor acumulado en los últimos 365 días o 366 días en años bisiestos.

(4) Incluye funcionamiento en ciclo abierto.

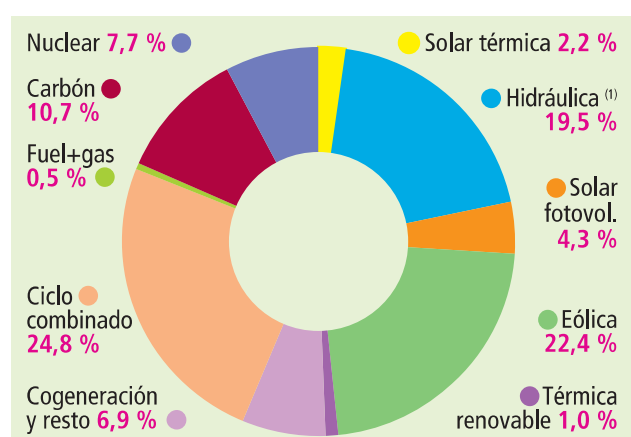
(5) Consumos en generación correspondientes a la producción hidráulica, nuclear, carbón, fuel + gas y ciclo combinado.

(6) Incluye todas aquellas unidades menores de 50 MW que no pertenecen a ninguna unidad de gestión hidráulica (UGH).

(7) Valor positivo: entrada de energía en el sistema; valor negativo: salida de energía del sistema.

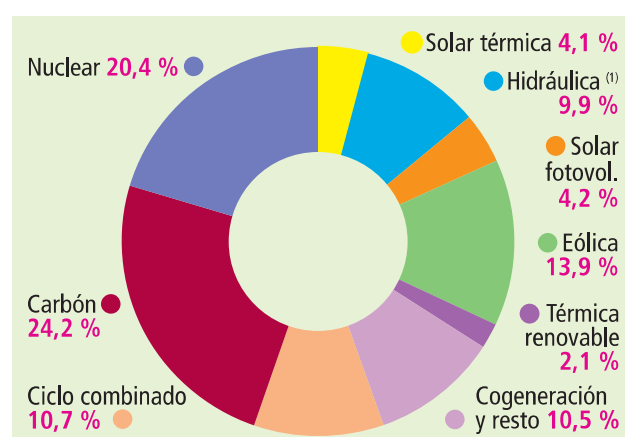
(8) Valor positivo: saldo importador; valor negativo: saldo exportador.

### 2.2 Estructura de la potencia instalada a 31 de agosto.



(1) Incluye la potencia de bombeo puro.

### 2.3 Estructura de la generación neta. Agosto



(1) No incluye la generación bombeo.

## 2. Balance de energía eléctrica



### 2.1 Balance de energía eléctrica del sistema peninsular<sup>(1)</sup>

	Potencia <sup>(2)</sup>	Septiembre 2014		Acumulado anual		Año móvil <sup>(3)</sup>	
	MW	GWh	% 14/13	GWh	% 14/13	GWh	% 14/13
Hidráulica	17.786	1.637	-2,8	29.078	6,3	35.694	8,0
Nuclear	7.866	5.043	1,4	42.530	-3,0	55.518	-4,8
Carbón	10.972	6.124	26,1	31.692	13,9	43.682	8,7
Fuel + gas	520	0	-	0	-	0	-
Ciclo combinado <sup>(4)</sup>	25.353	2.778	21,1	15.799	-9,8	23.373	-12,6
Consumos generación <sup>(5)</sup>		-781	23,5	-4.822	5,3	-6.512	2,0
Resto hidráulica <sup>(6)</sup>	2.102	355	17,1	5.474	-4,3	6.851	-2,4
Eólica	22.854	2.140	-33,4	37.404	-4,1	52.735	1,0
Solar fotovoltaica	4.427	694	-4,2	6.384	-0,3	7.894	2,5
Solar térmica	2.300	430	-10,3	4.490	18,5	5.142	18,3
Térmica renovable	990	423	6,4	3.549	-6,7	4.810	-4,8
Cogeneración y resto	7.077	2.232	-11,9	18.992	-21,2	26.870	-18,0
<b>Generación neta</b>		<b>21.074</b>	<b>1,2</b>	<b>190.572</b>	<b>-2,2</b>	<b>256.057</b>	<b>-1,9</b>
Consumo en bombeo		-264	24,9	-4.006	-15,2	-5.241	-13,6
Enlace Península-Baleares <sup>(7)</sup>		-147	28,8	-1.030	4,5	-1.313	8,1
Saldos intercambios internacionales <sup>(8)</sup>		-346	-57,8	-2.947	-37,8	-4.940	-38,8
<b>Demanda transporte (b.c.)</b>	<b>102.244</b>	<b>20.317</b>	<b>3,2</b>	<b>182.589</b>	<b>-0,9</b>	<b>244.563</b>	<b>-0,4</b>

(1) Asignación de unidades de producción según combustible especial.

(2) Fuente: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en resto hidráulica, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, térmica renovable y cogeneración y resto.

(3) Año móvil: valor acumulado en los últimos 365 días o 366 días en años bisiestos.

(4) Incluye funcionamiento en ciclo abierto.

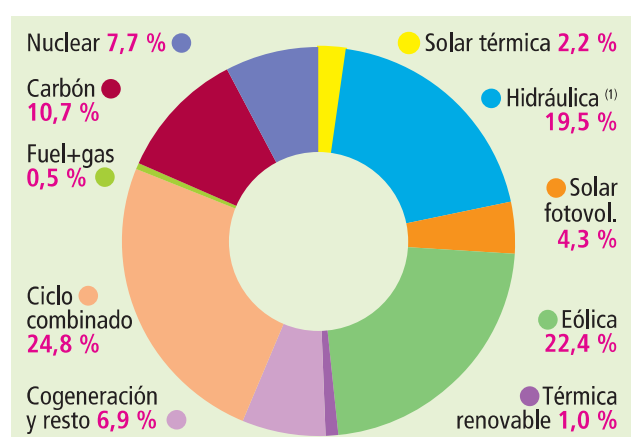
(5) Consumos en generación correspondientes a la producción hidráulica, nuclear, carbón, fuel + gas y ciclo combinado.

(6) Incluye todas aquellas unidades menores de 50 MW que no pertenecen a ninguna unidad de gestión hidráulica (UGH).

(7) Valor positivo: entrada de energía en el sistema; valor negativo: salida de energía del sistema.

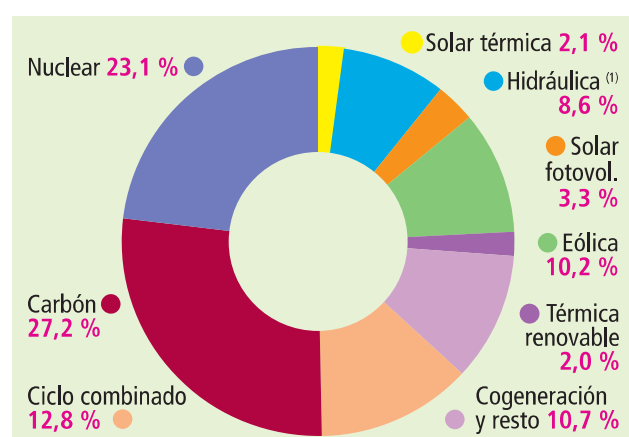
(8) Valor positivo: saldo importador; valor negativo: saldo exportador.

### 2.2 Estructura de la potencia instalada a 30 de septiembre.



(1) Incluye la potencia de bombeo puro.

### 2.3 Estructura de la generación neta. Septiembre



(1) No incluye la generación bombeo.

## 2. Balance de energía eléctrica



### 2.1 Balance de energía eléctrica del sistema peninsular<sup>(1)</sup>

	Potencia MW	Octubre 2014		Acumulado anual		Año móvil <sup>(2)</sup>	
		GWh	% 14/13	GWh	% 14/13	GWh	% 14/13
Hidráulica	17.786	1.550	-11,9	30.611	5,1	35.467	6,2
Nuclear	7.866	5.380	18,0	47.911	-1,0	56.341	-1,5
Carbón	10.972	4.719	9,5	36.364	13,2	44.044	9,7
Fuel + gas	520	0	-	0	-	0	-
Ciclo combinado <sup>(3)</sup>	25.353	2.196	-16,1	17.933	-10,9	22.890	-12,1
Consumos generación <sup>(4)</sup>		-674	13,2	-5.440	5,1	-6.534	3,3
Resto hidráulica <sup>(5)</sup>	2.102	356	4,0	5.832	-3,8	6.866	-3,2
Eólica	22.854	3.377	-14,8	40.771	-5,1	52.139	-1,7
Solar fotovoltaica	4.427	614	1,8	6.957	-0,7	7.863	1,6
Solar térmica	2.300	304	3,4	4.755	16,4	5.112	17,4
Térmica renovable	990	385	-4,8	3.933	-6,5	4.790	-5,0
Cogeneración y resto	7.077	2.342	-10,2	21.332	-20,2	26.600	-18,1
<b>Generación neta</b>		<b>20.550</b>	<b>-1,5</b>	<b>210.958</b>	<b>-2,2</b>	<b>255.578</b>	<b>-1,8</b>
Consumo en bombeo		-411	34,5	-4.369	-13,1	-5.298	-11,4
Enlace Península-Baleares <sup>(6)</sup>		-101	-7,0	-1.131	3,3	-1.305	4,2
Saldos intercambios internacionales <sup>(7)</sup>		-311	-54,2	-3.249	-40,0	-4.562	-37,4
<b>Demanda transporte (b.c.)</b>	<b>102.244</b>	<b>19.726</b>	<b>-0,2</b>	<b>202.210</b>	<b>-0,9</b>	<b>244.412</b>	<b>-0,5</b>

(1) Asignación de unidades de producción según combustible principal.

(2) Año móvil: valor acumulado en los últimos 365 días o 366 días en años bisiestos.

(3) Incluye funcionamiento en ciclo abierto.

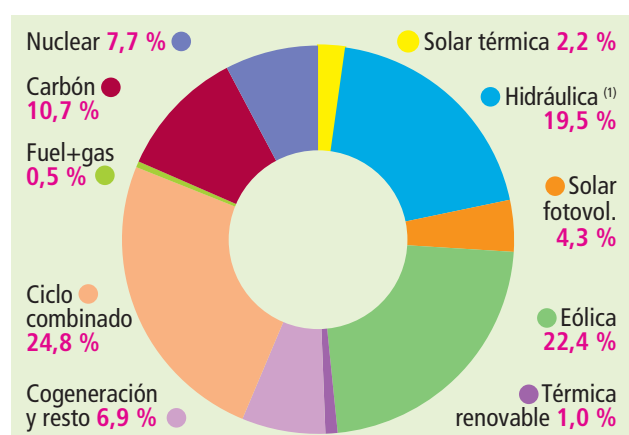
(4) Consumos en generación correspondientes a la producción hidráulica, nuclear, carbón, fuel + gas y ciclo combinado.

(5) Incluye todas aquellas unidades menores de 50 MW que no pertenecen a ninguna unidad de gestión hidráulica (UGH).

(6) Valor positivo: entrada de energía en el sistema; valor negativo: salida de energía del sistema.

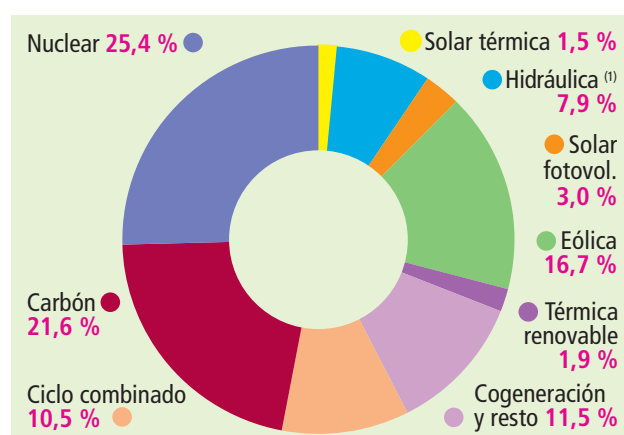
(7) Valor positivo: saldo importador; valor negativo: saldo exportador.

### 2.2 Estructura de la potencia instalada a 31 de octubre.



(1) Incluye la potencia de bombeo puro.

### 2.3 Estructura de la generación neta. Octubre



(1) No incluye la generación bombeo.

## 2. Balance de energía eléctrica



### 2.1 Balance de energía eléctrica del sistema peninsular<sup>(1)</sup>

	Potencia <sup>(2)</sup> MW	Noviembre 2014		Acumulado anual		Año móvil <sup>(3)</sup>	
		GWh	% 14/13	GWh	% 14/13	GWh	% 14/13
Hidráulica	17.786	2.259	-11,6	32.878	3,8	35.180	3,2
Nuclear	7.866	4.572	7,4	52.477	-0,3	56.650	-1,0
Carbón	10.972	3.356	24,8	39.697	14,0	44.688	15,6
Fuel + gas	520	0	-	0	-	0	-
Ciclo combinado <sup>(4)</sup>	25.353	1.955	-7,0	19.874	-10,6	22.727	-9,5
Consumos generación <sup>(5)</sup>		-532	14,2	-5.940	5,3	-6.568	5,6
Resto hidráulica <sup>(6)</sup>	2.105	524	0,2	6.377	-3,2	6.889	-4,4
Eólica	22.845	5.124	-20,3	45.918	-7,1	50.861	-7,3
Solar fotovoltaica	4.428	394	-19,6	7.388	-1,5	7.805	-0,9
Solar térmica	2.300	116	-41,5	4.861	13,5	5.019	13,6
Térmica renovable	1.010	373	-9,8	4.314	-6,7	4.758	-5,9
Cogeneración y resto	7.075	2.073	-20,7	23.459	-20,1	26.129	-19,0
<b>Generación neta</b>		<b>20.214</b>	<b>-7,3</b>	<b>231.302</b>	<b>-2,6</b>	<b>254.138</b>	<b>-2,5</b>
Consumo en bombeo		-536	53,8	-4.902	-8,8	-5.483	-7,4
Enlace Península-Baleares <sup>(7)</sup>		-80	-7,3	-1.211	2,6	-1.299	2,1
Saldos intercambios internacionales <sup>(8)</sup>		188	-121,0	-3.053	-51,6	-3.474	-53,0
<b>Demanda transporte (b.c.)</b>	<b>102.259</b>	<b>19.786</b>	<b>-3,4</b>	<b>222.137</b>	<b>-1,1</b>	<b>243.882</b>	<b>-0,8</b>

(1) Asignación de unidades de producción según combustible principal.

(2) Fuente: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en los datos de potencia de resto hidráulica, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, térmica renovable y cogeneración y resto.

(3) Año móvil: valor acumulado en los últimos 365 días o 366 días en años bisiestos.

(4) Incluye funcionamiento en ciclo abierto.

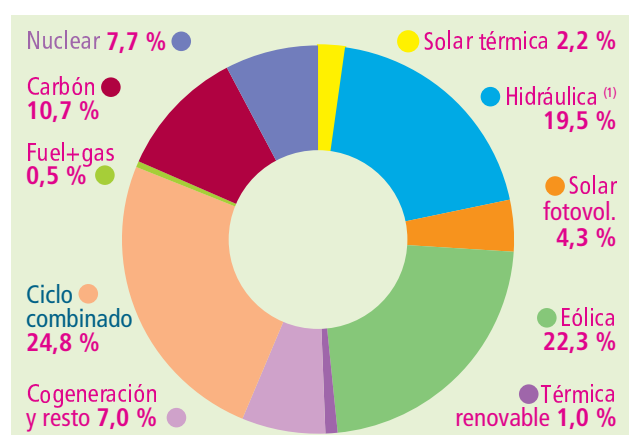
(5) Consumos en generación correspondientes a la producción hidráulica, nuclear, carbón, fuel + gas y ciclo combinado.

(6) Incluye todas aquellas unidades menores de 50 MW que no pertenecen a ninguna unidad de gestión hidráulica (UGH).

(7) Valor positivo: entrada de energía en el sistema; valor negativo: salida de energía del sistema.

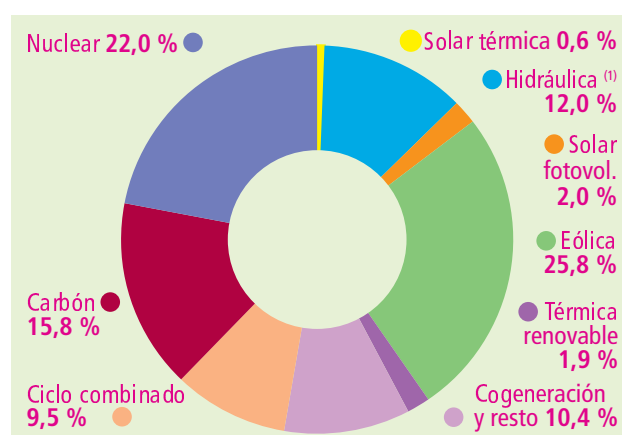
(8) Valor positivo: saldo importador; valor negativo: saldo exportador.

### 2.2 Estructura de la potencia instalada a 30 de noviembre.



(1) Incluye la potencia de bombeo puro.

### 2.3 Estructura de la generación neta. Noviembre



(1) No incluye la generación bombeo.

## 2. Balance de energía eléctrica



### 2.1 Balance de energía eléctrica del sistema peninsular<sup>(1)</sup>

	Potencia <sup>(2)</sup>	Diciembre 2014		Acumulado anual		Año móvil <sup>(3)</sup>	
	MW	GWh	% 14/13	GWh	% 14/13	GWh	% 14/13
Hidráulica	17.786	2.970	29,0	35.850	5,5	35.850	5,5
Nuclear	7.866	4.909	17,6	57.376	1,0	57.376	1,0
Carbón	10.972	4.335	-13,1	44.064	10,7	44.064	10,7
Fuel + gas	520	0	-	0	0,0	0	0,0
Ciclo combinado <sup>(4)</sup>	25.353	2.046	-28,3	21.933	-12,6	21.933	-12,6
Consumos generación <sup>(5)</sup>		-593	-5,6	-6.530	4,2	-6.530	4,2
Resto hidráulica <sup>(6)</sup>	2.105	669	30,8	7.065	-0,5	7.065	-0,5
Eólica	22.845	4.762	-3,7	50.622	-6,8	50.622	-6,8
Solar fotovoltaica	4.428	424	1,6	7.778	-1,8	7.778	-1,8
Solar térmica	2.300	124	-21,4	4.959	11,7	4.959	11,7
Térmica renovable	1.012	403	-9,2	4.717	-6,9	4.717	-6,9
Cogeneración y resto	7.075	2.140	-19,9	25.595	-20,1	25.595	-20,1
<b>Generación neta</b>		<b>22.190</b>	<b>-2,8</b>	<b>253.429</b>	<b>-2,7</b>	<b>253.429</b>	<b>-2,7</b>
Consumo en bombeo		-445	-23,4	-5.330	-10,5	-5.330	-10,5
Enlace Península-Baleares <sup>(7)</sup>		-88	-0,2	-1.298	2,3	-1.298	2,3
Saldos intercambios internacionales <sup>(8)</sup>		-361	-14,3	-3.406	-49,4	-3.406	-49,4
<b>Demanda transporte (b.c.)</b>	<b>102.261</b>	<b>21.296</b>	<b>-2,1</b>	<b>243.395</b>	<b>-1,2</b>	<b>243.395</b>	<b>-1,2</b>

(1) Asignación de unidades de producción según combustible principal.

(2) Fuente: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en los datos de potencia de resto hidráulica, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, térmica renovable y cogeneración y resto.

(3) Año móvil: valor acumulado en los últimos 365 días o 366 días en años bisiestos.

(4) Incluye funcionamiento en ciclo abierto.

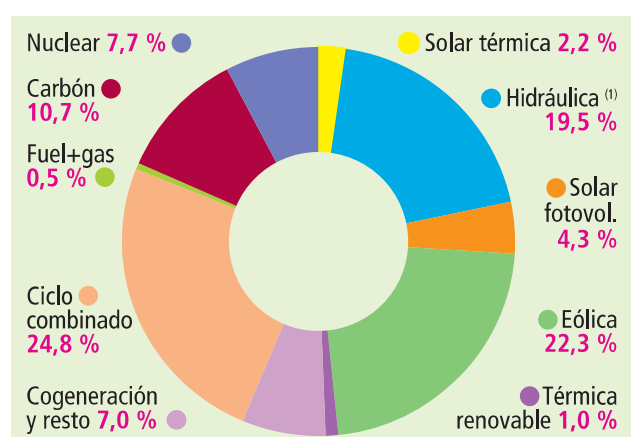
(5) Consumos en generación correspondientes a la producción hidráulica, nuclear, carbón, fuel + gas y ciclo combinado.

(6) Incluye todas aquellas unidades menores de 50 MW que no pertenecen a ninguna unidad de gestión hidráulica (UGH).

(7) Valor positivo: entrada de energía en el sistema; valor negativo: salida de energía del sistema.

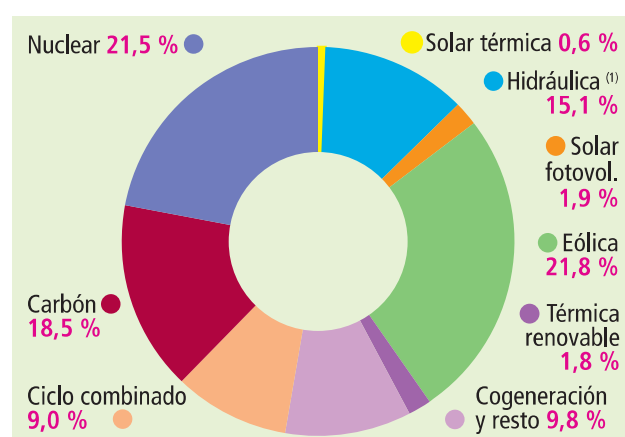
(8) Valor positivo: saldo importador; valor negativo: saldo exportador.

### 2.2 Estructura de la potencia instalada a 31 de diciembre.



(1) Incluye la potencia de bombeo puro.

### 2.3 Estructura de la generación neta. Diciembre



(1) No incluye la generación bombeo.

## 2. Balance de energía eléctrica



### 2.1 Balance de energía eléctrica del sistema peninsular<sup>(1)</sup>

	Potencia <sup>(2)</sup>	Enero 2015		Acumulado anual		Año móvil <sup>(3)</sup>	
	MW	GWh	% 15/14	GWh	% 15/14	GWh	% 15/14
Hidráulica	17.786	2.370	-40,1	2.370	-40,1	34.264	-2,6
Nuclear	7.866	5.476	15,5	5.476	15,5	58.110	2,4
Carbón	10.972	5.261	130,9	5.261	130,9	47.047	20,6
Fuel + gas	520	0	-	0	-	0	-
Ciclo combinado <sup>(4)</sup>	25.353	2.275	41,3	2.275	41,3	22.598	-5,9
Consumos generación <sup>(5)</sup>		-712	53,4	-712	53,4	-6.778	9,0
Resto hidráulica <sup>(6)</sup>	2.105	523	-33,2	523	-33,2	6.804	-5,7
Eólica	22.845	4.958	-24,2	4.958	-24,2	49.041	-10,2
Solar fotovoltaica	4.428	501	42,1	501	42,1	7.927	1,0
Solar térmica	2.300	194	142,6	194	142,6	5.073	15,1
Térmica renovable	1.012	404	-4,5	404	-4,5	4.698	-7,0
Cogeneración y resto	7.075	2.302	-14,1	2.302	-14,1	25.216	-20,5
<b>Generación neta</b>		<b>23.553</b>	<b>2,5</b>	<b>23.553</b>	<b>2,5</b>	<b>254.000</b>	<b>-2,2</b>
Consumo en bombeo		-506	-41,0	-506	-41,0	-4.978	-18,6
Enlace Península-Baleares <sup>(7)</sup>		-111	12,5	-111	12,5	-1.311	4,1
Saldos intercambios internacionales <sup>(8)</sup>		-262	-1.031,3	-262	-1.031,3	-3.696	-41,7
<b>Demanda transporte (b.c.)</b>	<b>102.261</b>	<b>22.674</b>	<b>2,8</b>	<b>22.674</b>	<b>2,8</b>	<b>244.016</b>	<b>-0,8</b>

(1) Asignación de unidades de producción según combustible principal.

(2) Fuente: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en los datos de potencia de resto hidráulica, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, térmica renovable y cogeneración y resto.

(3) Año móvil: valor acumulado en los últimos 365 días o 366 días en años bisiestos.

(4) Incluye funcionamiento en ciclo abierto.

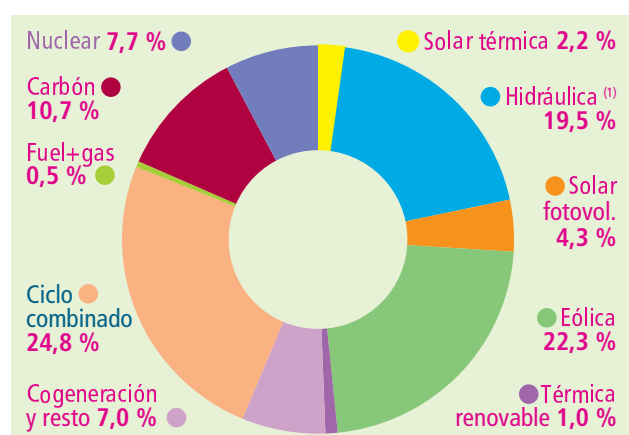
(5) Consumos en generación correspondientes a la producción hidráulica, nuclear, carbón, fuel + gas y ciclo combinado.

(6) Incluye todas aquellas unidades menores de 50 MW que no pertenecen a ninguna unidad de gestión hidráulica (UGH).

(7) Valor positivo: entrada de energía en el sistema; valor negativo: salida de energía del sistema.

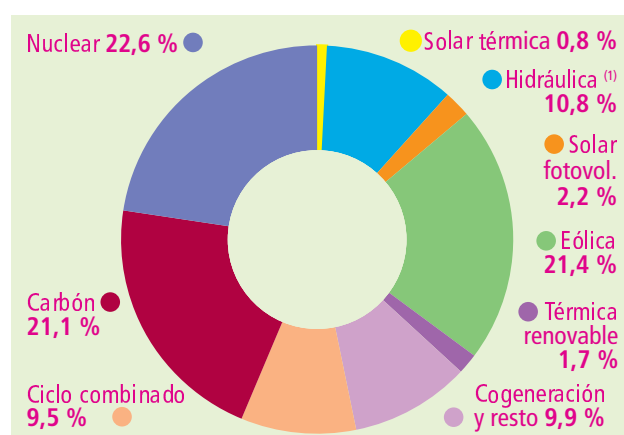
(8) Valor positivo: saldo importador; valor negativo: saldo exportador.

### 2.2 Estructura de la potencia instalada a 31 de enero.



(1) Incluye la potencia de bombeo puro.

### 2.3 Estructura de la generación neta. Enero



(1) No incluye la generación bombeo.

# Sala de prensa

27.02.2015

## La demanda de energía eléctrica crece un 1,1% en febrero

La demanda peninsular de energía eléctrica en el mes de febrero, una vez tenidos en cuenta los efectos del calendario y las temperaturas, ha aumentado un 1,1% con respecto al mismo mes del año anterior. La demanda bruta ha sido de 21.055 GWh, un 3,4% superior a la de febrero del 2014.

En los dos primeros meses del año, corregidos los efectos del calendario y las temperaturas, el consumo ha sido un 2,3% superior al del año pasado. La demanda eléctrica bruta en este periodo ha sido de 43.006 GWh, un 3,2% más que en el mismo periodo del 2014.

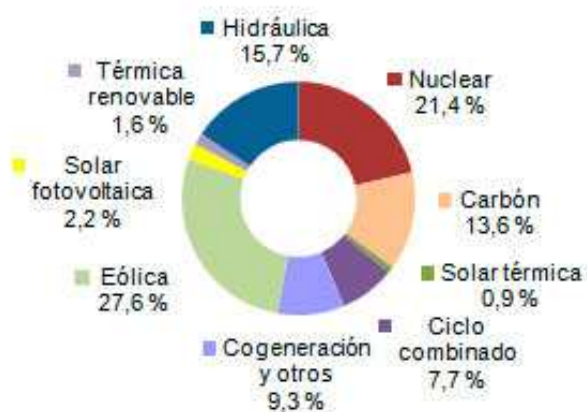


La producción de origen eólico del mes ha alcanzado los 5.833 GWh, un 4,5% superior frente al mismo periodo del año pasado, y ha supuesto el 27,6% de la producción total.

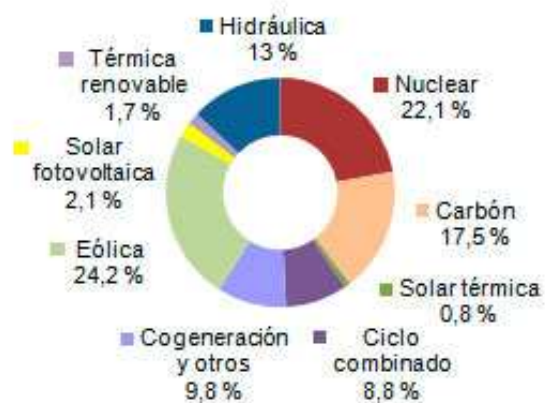
En el mes de febrero, la generación procedente de fuentes de energía renovable ha representado el 48% de la producción.

El 67,8% de la producción eléctrica de este mes procedió de tecnologías que no emiten CO<sub>2</sub>.

### Generación del mes de febrero del 2015



### Generación de enero a febrero del 2015



El Gabinete de Prensa de Red Eléctrica publica toda su información escrita y audiovisual en la cuenta de Twitter **@RedElectricaREE**.

También en Facebook en la cuenta **RedElectricaREE**.



